

Carlos Ernani da Veiga

**AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DA DEMANDA COM A
INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E TARIFAS
HORÁRIAS**

Dissertação submetida ao Programa de
Pós-graduação em Engenharia Elétrica
da Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do Grau de
Mestre em Sistemas de Energia

Orientador: Prof. Erlon Cristian
Finardi, D. Eng.

Coorientador: Prof. Rubiara
Cavalcante Fernandes, D. Eng.

Florianópolis
2015

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

da Veiga, Carlos Ernani

Avaliação do comportamento da demanda com a integração de geração fotovoltaica e tarifas horárias / Carlos Ernani da Veiga ; orientador, Erlon Cristian Finardi ; coorientador, Rubípiara Cavalcante Fernandes. - Florianópolis, SC, 2015. 140 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Inclui referências

1. Engenharia Elétrica. 2. Microgeração. 3. Microrredes. 4. Sistema de Compensação de Energia Elétrica. 5. Tarifa Horária Branca. I. Finardi, Erlon Cristian. II. Fernandes, Rubípiara Cavalcante. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Carlos Ernani da Veiga

**AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DA DEMANDA COM A
INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E TARIFAS
HORÁRIAS**

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 14 de Agosto de 2015.

Prof. Carlos Galup Montoro, Dr.
Coordenador do Curso

Prof. Erlon Cristian Finardi, D. Eng. (Orientador)
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Rubiapiara Cavalcante Fernandes, D. Eng. (Coorientador)
Instituto Federal de Santa Catarina

Banca Examinadora:

Alexandre Nunes Zucarato, D. Eng.
Tractebel Energia

Cesare Quinteiro Pica, D. Eng.
Fundação CERTI

Prof. Rafael Nilson Rodrigues, D. Eng.
Instituto Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado à minha esposa, aos meus filhos e aos meus queridos pais.

AGRADECIMENTOS

Todo o trabalho desenvolvido se deve ao auxílio de várias pessoas, por este motivo sou grato:

Agradeço pela saúde, tempo, sabedoria, paciência e perseverança promovida por Deus.

Minha esposa, Viviane Maciel Sebastião da Veiga pela compreensão, paciência e colaboração durante este período.

Meus Filhos, João Victor Maciel da Veiga e André Maciel Sebastião da Veiga, pela motivação e objetivo desta missão difícil.

Ao meu Orientador, Prof. Erlon Cristian Finardi, pela eloquência, insistência e compreensão referente ao meu trabalho. Sempre promovendo mais um desafio para otimizar o resultado.

Ao meu Coorientador, Prof. Rubiapiara Cavalcante Fernandes, pelo companheirismo, pela compreensão e perseverança, auxiliando no desenvolvimento de algo relevante à sociedade.

Aos professores da Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, pelas aulas e atividades de colegiado.

Aos companheiros de sala no Labplan, Rodolfo Calderon, Brunno Brito, Felipe Beltran, Guilherme Fredo, Pablo Galvis e Deysy Murillo, pelo convívio, pela paciência, pelos auxílios e momentos de descontração. Em especial, aos colegas Brunno Brito, Rodolfo Calderon e Guilherme Fredo, pela parceria desde o primeiro ano de disciplinas.

Aos demais colegas do Labplan pelos auxílios e momentos de descontração. Em especial aos colegas Marco Delgado, Paulo Larroyd, Murilo Scuzziato, Carlos Arturo, Marcelo Cordova, Andres Martinez, Rodolfo Bialecki, Pedro Vieira, Valmor Zimmer, Marcelo Benetti, Daniel Tenfen e Fábio Mantelli. Em Especial ao Daniel Tenfen por auxiliar tecnicamente no assunto da dissertação.

Aos professores do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica e à Direção do Campus Florianópolis e da Reitoria do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina (IFSC) pela aprovação do meu afastamento para capacitação.

Construí amigos, enfrentei derrotas, venci
obstáculos, bati na porta da vida e disse-lhe:
Não tenho medo de vivê-la.
(Augusto Jorge Cury, 2008)

RESUMO

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) está em contínua evolução com o objetivo de aumentar a oferta e melhorar a qualidade da energia fornecida. Tal fato demanda o conhecimento de novas técnicas e formas de otimizar a participação mais ativa da demanda, classicamente representada pelas distribuidoras, na busca por uma contínua melhora na operação do sistema. Para isso, tem-se o acesso da micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição também com o propósito de proporcionar um aumento da oferta de energia no SEB. Estas fontes geralmente podem ser dotadas de monitoração e controle eletrônico, os quais contribuem para a formação de Redes Elétricas Inteligentes (*Smart Grids*). Com a publicação da Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012, surgiram dúvidas relativas à implementação e vantagens de se utilizar a micro e minigeração distribuída com o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) como forma de incentivar o acesso de pequenos geradores ao sistema, bem como os tipos de fontes que poderão utilizar este mecanismo. Outro fator novo é a adoção da modalidade tarifária horária branca, cujo objetivo é reduzir o consumo em horários de ponta, promovendo um aproveitamento mais eficiente dos recursos do sistema. Neste contexto, este trabalho tem a intenção de identificar e analisar os elementos do arcabouço regulatório brasileiro para apresentar simulações com o objetivo de verificar a atratividade para os consumidores optarem pelas novas modalidades de tarifas, bem como por implementarem micro geração utilizando o SCEE. Assim, pretende-se verificar o impacto dessas mudanças no contexto do SEB.

Palavras-chave: Microgeração 1. Minigeração 2. Microrredes 3. Sistema de Compensação de Energia Elétrica 4. Tarifa Horária Branca 5.

ABSTRACT

The Brazilian Electric System (BES) is in constant evolution, in order to increase the supply and improve the power quality provided. This fact demands the knowledge of new techniques and ways to optimize the system, as it relates more active participation of demand in the option of the electric power system. It also has access Distributed Generation to distribution systems also for providing an increase in energy supply in SEB. These sources can usually be fitted with monitoring and associated electronic control contributing to the development of Smart Grids. With the publication of Normative Resolution 482 of April 17, 2012, questions arose concerning the implementation and advantages of using Distributed Generation with the Net Metering as a way to encourage access by small generators the system, as well as the types of sources that may use this mechanism. Another new factor is the adoption of Time off Use Tariff, aimed at reducing consumption in peak hours, promoting a more efficient use of system resources. In this context, this work aims to identify and analyze the elements of the Brazilian regulatory framework, with simulations in order to verify the attractiveness to consumers opt for new forms of tariffs, as well as implement micro using the Net Metering. Thus, we intend to verify the impact of these changes in the context of SEB.

Keywords: Distributed Generation 1. Microrredes 2. Net Metering 3. Time off Use Tariff 4.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Centrais geradoras existentes no Brasil regidas pela Resolução nº 482/2012.....	31
Figura 2: Centrais geradoras existentes no Brasil, que podem ser contempladas pela Resolução nº 482/2012.....	32
Figura 3: Previsão para início de operação de CGs com características para microrredes (geração distribuída).....	33
Figura 4: Caracterização de uma Microrrede.....	45
Figura 5: Tipos de incentivos para geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis.....	49
Figura 6: Exemplo de Sistemas de Ilha (Recursos Distribuídos - RD)..	56
Figura 7: Comparação da tarifa branca com a Convencional.....	78
Figura 8: Configuração de uma instalação residencial com geração fotovoltaica.....	84
Figura 9: Curvas de potencial de geração fotovoltaico nos meses de Fevereiro/2012 e Julho/2012.....	85
Figura 10: Radiação solar do dia 01/fevereiro/2012 e do dia 01/julho/2012.....	86
Figura 11: Comportamento da radiação solar e da temperatura durante as duas primeiras semanas de fevereiro/2012.....	87
Figura 12: Distribuição da probabilidade de acionamento por minuto durante um dia.....	93
Figura 13: Resultado de possíveis acionamentos durante um dia.....	94
Figura 14: Distribuição da probabilidade por minuto durante o dia, considerando os acionamentos possíveis.....	95
Figura 15: Pontos em que ocorrem o acionamento durante um dia.....	96
Figura 16: Comportamento da carga e da geração fotovoltaica em 5 dias de verão.....	100
Figura 17: Comportamento da carga e da geração fotovoltaica em 5 dias de inverno.....	101
Figura 18: Comportamento do consumo e da geração nos meses de fevereiro (2) a junho(6) para geração fotovoltaica com 3 placas.	103
Figura 19: Relação do custo do equipamento e retorno financeiro com a alteração no número de placas.....	104
Figura 20: Comportamento do consumo e do custo durante os cinco meses para as 4 simulações.....	105
Figura 21: Deslocamento de cargas de uma amostra com 24 horas.....	106
Figura 22: Comportamento anual do custo de microgeração solar fotovoltaica em relação à redução da fatura de energia.	

(Residência com média de 200kWh/mês)(Bandeira Vermelha).	110
Figura 23: Comportamento anual do custo de microgeração solar fotovoltaica em relação à redução da fatura de energia (Residência com média de 500kWh/mês)(Bandeira Vermelha).	110
Figura 24: Comportamento anual do custo de microgeração solar fotovoltaica em relação à redução da fatura de energia (Residência com média de 500kWh/mês)(Bandeira Verde).....	111
Figura 25: Comportamento anual do custo de microgeração solar fotovoltaica em relação à redução da fatura de energia (Residência com média de 700kWh/mês)(Bandeira Vermelha).	112
Figura 26: Comportamento anual do custo de microgeração solar fotovoltaica em relação à redução da fatura de energia (Residência com média de 1000kWh/mês)(Bandeira Vermelha).	112
Figura 27: Comparação de deslocamento de carga entre residências com consumo médio de 200 e 1000 kWh/mês.....	114
Figura 28: Redução de custo anual ao adotar a tarifa horária branca com controle de consumo (Tarifa da CELESC de Fevereiro/2015)..	115
Figura 29: Redução de custo anual ao adotar a tarifa horária branca com controle de consumo (ANEEL com base na CELESC de Fevereiro/2015).....	115
Figura 30: Relação entre a radiação solar e os postos tarifários (Tarifa horária branca).....	116
Figura 31: Comparação do consumo de uma residência com a microgeração fotovoltaica (Consumo médio 1000kWh/mês e geração de 6,75 kWp).....	116
Figura 32: Comparação do consumo de uma residência com a microgeração fotovoltaica (Consumo médio 200kWh/mês e geração de 1,25 kWp).....	117
Figura 33: Valores totais de energia elétrica consumida e gerada (1000 kWh/mês, 6,75 kWp de geração PV).....	117

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Panorama das políticas de incentivo para inserção de fontes renováveis em alguns países.....	53
Tabela 2: Resumo da Micro e Minigeração Distribuída no Brasil.....	64
Tabela 3: Formas de outorga para a produção de energia elétrica na ANEEL.....	66
Tabela 4: Comparação entre estratégias de incentivo para GD.....	67
Tabela 5: Comercialização de energia em GD.....	69
Tabela 6: Níveis de tensão considerados para conexão de micro e minicentrals geradoras.....	73
Tabela 7: Requisitos mínimos para Micro e Minigeração Distribuída...	73
Tabela 8: Grupo A e B - Opção de modalidade tarifária.....	77
Tabela 9: Tipos de residências considerados para a simulação.....	82
Tabela 10: Faixa de valores para inversores de potência (Fevereiro/2015).....	85
Tabela 11: Tarifas aplicadas pela CELESC em Fevereiro de 2015.....	89
Tabela 12: Tarifa horária branca – Postos Tarifários.....	89
Tabela 13: Padrão inicial da ANEEL para a relação entre os postos tarifários.....	90
Tabela 14: Valores calculados em base na Tarifa Convencional da CELESC, considerando a proporção da ANEEL da Tabela 13..	90
Tabela 15: Características das cargas de residências simuladas (Potência/Demanda (kW)).....	91
Tabela 16: Comportamento da potência em relação à temperatura ambiente no chuveiro.....	97
Tabela 17: Características das cargas de residências simuladas (Potência/Demanda (kW)).....	107
Tabela 18: Custo do equipamento em relação à potência gerada.....	113

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Legislação sobre Comercialização Varejista.....	71
Quadro 2: Resumo da legislação pertinente à comercialização dos consumidores conectados nas distribuidoras.....	75
Quadro 3: Dados do painel solar com 250 Wp.....	84

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEER – Associação Brasileira Empresa Energia Renovável
ABINEE – Associação da Indústria Elétrica e Eletrônica
ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulada
AGU – Advocacia-Geral da União
AIA – Avaliação de Impacto Ambiental
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
APE – Autoprodutores de Energia Elétrica
BT – Baixa Tensão
CA – Consulta de Acesso
CCD – Conexão às Instalações de Distribuição
CCEAL – Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre
CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI – Contrato de Compra de Energia Incentivada
CCVE – Contrato de Compra e Venda de Energia
CDE – Conta de Desenvolvimento Energético
CE – Consumidor Especial
CEGB – Central Electricity Generating Board
CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.
CER – Contrato de Energia de Reserva
CERTS – *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*
CGE – Central Geradora Eólica
CGF – Central Geradora Solar Fotovoltaica
CIP – Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública
CL – Consumidor Livre
CMO – Custo Marginal de Operação
CNPJ – Cadastro Nacional Pessoa Jurídica
COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CONUER – Contratos de Uso de Energia de Reserva
COPEL - Companhia Paranaense de Energia
CPF – Cadastro de Pessoas Físicas
CPL – Consumidor Potencialmente Livre
CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
CV – Comercialização Varejista
DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia
DRGE – Direção Geral de Geologia e Energia

EC – *European Parliament and the Council of the European Union*

ELETRORÁS – Centrais Elétricas Brasileiras

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EPS – *Electric Power System*

ESS_SE – Encargo de Serviços de Sistema por Segurança Energética

EUA – Estados Unidos da América

FIT – *Feed-in Tariffs*

FRE – Fontes Renováveis de Energia

GD – Geração Distribuída

GHG – *Greenhouse Gas*

GLP – Gás Liquefeito de Petróleo

GWh – Giga Watt hora

IA – Informações de Acesso

ICMS – Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias
e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e
Intermunicipal e de Comunicação

IDEAL – Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na
América Latina

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

kWh – kilo Watt hora

LABPLAN – Laboratório de Planejamento de Sistemas Elétricos de
Potência

MATLAB – *MATrix LABoratory*

MCH – Mini Centrais Hidrelétricas

MM – Micro e Minigeração

MME – Ministérios de Minas e Energia

MT – Média Tensão

MUSD – Montante de Uso do Sistema de Distribuição

MUST – Montante de Uso do Sistema de Transmissão

MW – Mega Watt

MWh – Mega Watt hora

NE – *Nuclear Electric*

NGC – *National Grid Company*

NP – *National Power*

NR – Norma Regulamentadora

NT – Nota Técnica

OFFER – *Office of Electricity Regulation*

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PA – Parecer de Acesso

PCC – Pontos Comum de Conexão

PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PCT – Pequena Central Térmica
PG – Power Gen
PGE/ANEEL – Procuradoria Geral da ANEEL
PGF – Procuradoria-Geral Federal
PIA – Produtor Independente Autônomo
PIE – Produtores Independentes de Energia Elétrica
PIS – Programas de Integração Social
PPAs – *power purchase agreements*
PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PURPA – *Public Utilities Regulatory Policy Act*
RD – Recursos Distribuídos
REI – Redes de Energia Inteligentes
REN – Resolução Normativa da ANEEL
RES – Resolução da ANEEL
RESEB – Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RIMA – Relatório de Impacto Ambiental
RPS – *Renewable Portfolio Standard*
SA – Solicitação de Acesso
SC – Santa Catarina
SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SCG – Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração
SCL – Sistema de Contabilização e Liquidação
SEB – Sistema Elétrico Brasileiro
SEE – Sistema de Energia Elétrica
SEM – Superintendência de Estudos Econômicos do Mercado
SIN – Sistema Interligado Nacional
SONDA – Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
SPE – Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
SRC – Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade
SRD – Superintendência de Regulação dos serviços de Distribuição
SRE – Superintendência de Regulação Econômica
SRG – Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração
SRM – Sistema de Registro da Microprodução
TUSD – Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição
TUST – Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão

UE – União Europeia
UG – Unidade de Geração
W – Watt

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	29
1.1	PRINCIPAIS BARREIRAS À INSERÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA.....	32
1.1.1	Implantação de geração distribuída.....	33
1.2	OBJETIVOS E ESTRUTURA DO TRABALHO.....	34
2	ASPECTOS TÉCNICOS.....	37
2.1	INTRODUÇÃO.....	37
2.2	TIPOS DE GERAÇÃO EM MICRORREDES.....	37
2.2.1	Mini Central Hidrelétrica.....	37
2.2.2	Pequena Central Hidrelétrica.....	37
2.2.3	Central Geradora Eólica.....	38
2.2.4	Central Geradora Solar Fotovoltaica.....	38
2.2.5	Cogeração Qualificada.....	39
2.2.6	Pequena Central Termelétrica com Fonte de Energia da Biomassa.....	39
2.3	ELEMENTOS QUE COMPÕEM UMA MICRORREDE.....	39
2.3.1	Consumidor Cativo.....	40
2.3.2	Consumidor Especial.....	40
2.3.3	Consumidor Livre.....	41
2.3.4	Consumidor Potencialmente Livre.....	41
2.3.5	Produtor Independente de Energia.....	41
2.3.6	Autoprodutor.....	41
2.3.7	Microgeração Distribuída.....	42
2.3.8	Minigeração Distribuída.....	42
2.3.9	Comercialização Varejista.....	42
2.3.10	Mercado de Energia.....	42

2.3.11	Meteorologia.....	44
2.3.12	Acumuladores.....	44
2.3.13	Veículos Elétricos.....	44
2.4	IDENTIFICAÇÃO DE UMA MICRORREDE.....	44
3	REGULAMENTAÇÃO DA MICROGERAÇÃO, MINIGERAÇÃO E MICRORREDE.....	47
3.1	INTRODUÇÃO.....	47
3.2	INCENTIVOS PARA O USO DE FONTES RENOVÁVEIS... ..	48
3.3	PADRÕES PARA INTERCONEXÃO DA GD.....	54
3.3.1	IEEE 1547.....	54
3.3.2	IEEE 2030.....	57
3.4	HISTÓRICO REGULATÓRIO NO BRASIL.....	58
3.4.1	Regulação de Micro e Minigeração no Brasil.....	62
3.4.2	Formas de Caracterização dos Geradores.....	65
3.4.3	Políticas de Incentivo no Brasil.....	67
3.4.4	Comercialização de energia no Brasil.....	69
3.4.5	Comercialização Varejista.....	70
3.5	LEGISLAÇÃO ESPECÍFICA PARA MICRO E MINIGERAÇÃO.....	72
3.5.1	Níveis de Tensão para Micro e Minigeração.....	72
3.5.2	Requisitos Mínimos do ponto de conexão da micro e minigeração distribuída.....	73
3.5.3	Comercialização – Mercado Regulado.....	75
3.5.4	Estrutura Tarifária.....	76
3.5.5	Sistema de compensação de Energia (<i>NET Metering</i>).....	78
4	ESTUDO DE CASO – ANÁLISE DE VIABILIDADE DE CONEXÃO DE MICRO E MINIGERAÇÃO DE UMA UNIDADE CONSUMIDORA.....	81
4.1	CARACTERÍSTICAS DOS PAINÉIS SOLARES.....	83

4.1.1	Irradiação solar e temperatura ambiente.....	85
4.2	ANÁLISE ECONÔMICA.....	88
4.3	METODOLOGIA PARA REPRESENTAÇÃO DAS CARGAS, SIMULANDO RESIDÊNCIAS UNIFAMILIARES.....	90
4.3.1	Construção do modelo de cargas individuais.....	92
4.3.2	Análise do comportamento das cargas em uma residência....	98
4.4	MODELAGEM DAS CARGAS.....	105
4.4.1	Características das cargas.....	107
4.4.2	Resultados obtidos.....	109
4.5	ALGUMAS CONSIDERAÇÕES SOBRE O NET METERING	117
5	CONCLUSÃO.....	121
5.1	POLÍTICAS DE INCENTIVO.....	121
5.1.1	Operacional.....	122
5.1.2	Comercial (<i>NET Metering</i>).....	122
5.1.3	Políticas de Incentivo para a Inserção de GD/Microrredes.	123
5.2	PRINCIPAIS VANTAGENS E DESVANTAGENS DA INSERÇÃO DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA/ MICRORREDES NO SEB.....	123
5.2.1	Benefícios para o Sistema Elétrico com a Inserção de Microrredes:.....	123
5.2.2	Desvantagens para o Sistema Elétrico com a Inserção de Microrredes:.....	124
5.3	MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO - PERSPECTIVAS...125	
5.4	ANÁLISE GERAL.....	126
5.5	TRABALHOS FUTUROS.....	128
	REFERÊNCIAS.....	131

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de energia têm sido impulsionados pelo constante aumento do consumo e pela melhoria da qualidade no atendimento à demanda. Os desafios operativos aumentam com o seu crescimento e, a partir deste contexto, buscam-se alternativas para mitigá-los como o uso de redes inteligentes que permitem o uso mais confiável e otimizado da energia elétrica. Uma das razões dessa evolução foi referente aos avanços da eletrônica de potência, permitindo o controle do sistema de energia elétrica de forma distribuída. Isso também proporciona melhores condições à expansão da Geração Distribuída (GD), bem como controle da carga de forma inteligente com uma maior interação/integração do consumidor com o sistema de energia.

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) está em contínua expansão, com a oferta da geração de energia por meio de grandes hidrelétricas enfrentando barreiras (FACURI, 2004) pois, apesar do grande potencial não explorado baseado na hidroeletricidade, existem fortes restrições ambientais que impedem tal crescimento. Por sua vez, a construção de novas unidades termelétricas resulta em um impacto ambiental maior ainda, dado que promove uma maior emissão dos gases do efeito estufa e, consequentemente, têm sido cada vez mais evitadas. Tem-se ainda a opção de geração por meio de usinas nucleares; entretanto, essas também enfrentam muita resistência para a construção de novas unidades em virtude de questões ambientais e de segurança, bem como o manuseio dos resíduos nucleares resultantes do processo de geração (PEREIRA et al., 2006).

Por questões ambientais e acordos internacionais, em 26 de abril de 2002 foi sancionada a Lei 10.438 (BRASIL, 2002), que dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, criando-se o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e outros. O PROINFA contemplou a geração de energia elétrica por Produtores Independentes Autônomos (PIAs), concebidos de fontes eólica, de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Pequenas Centrais Térmicas (PCTs) de biomassa, como fontes renováveis que podem reduzir a produção de gases do efeito estufa. O objetivo final era atender a 10% do consumo anual de energia elétrica no país em 20 anos.

Visando à expansão e à diversificação da matriz energética no Brasil, em 17 de abril de 2012 foi publicado a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL (2012b), que estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição

de energia elétrica, bem como estabelece o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), onde a energia elétrica que for gerada em excesso poderá ser injetada no sistema de distribuição e recuperada em até 36 meses.

O fato da microgeração e minigeração (ANEEL, 2012b) participarem do SEB, remete a outro problema, que é identificar a melhor opção para uma unidade geradora conectar-se ao sistema de distribuição. A Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, indica como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST) (ANEEL, 2012d), em que a Seção 3.7 apresenta quais os requisitos e procedimentos necessários para o acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição. Embora esse procedimento tenha por objetivo facilitar o acesso, os acessantes necessitam da assistência técnica das distribuidoras e de profissionais para executar a parte técnica, pois a maioria não possui tal tipo de capacitação.

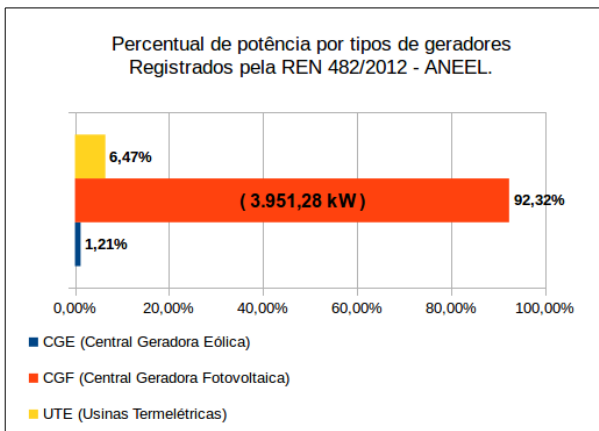
Neste contexto, as Redes Elétricas Inteligentes (*Smart Grids*)¹, as microrredes², a micro e minigeração distribuída possuem um papel importante, pois devidamente inseridas ao atual sistema elétrico podem aumentar a oferta de geração e melhorar sua eficiência por meio da diminuição das perdas, postergar grandes investimentos em novas linhas de transmissão e distribuição e auxiliar em processos de recomposição do sistema. Outro fator que influencia é a interação dos usuários com o sistema elétrico, ou seja, mudanças de hábitos de consumo do atual consumidor cativo, alterando a forma de uso da energia elétrica por meio de estímulos financeiros. Assim, um importante desafio para o sucesso da mini e microgeração é conceber uma regulamentação que gere interesse tanto de consumidores como das distribuidoras.

Atualmente, 0,003% da Potência Fiscalizada no Brasil está classificada como micro ou minigeração (ANEEL, 2012b), sendo a maior parte referente a Centrais Geradoras Solar Fotovoltaica (CGFs), conforme ilustra a Fig. 1.

1 Smart Grid é baseado no gerenciamento automático da rede elétrica, com medidores de energia e outros equipamentos capazes de interagindo entre si, simulando uma inteligência.

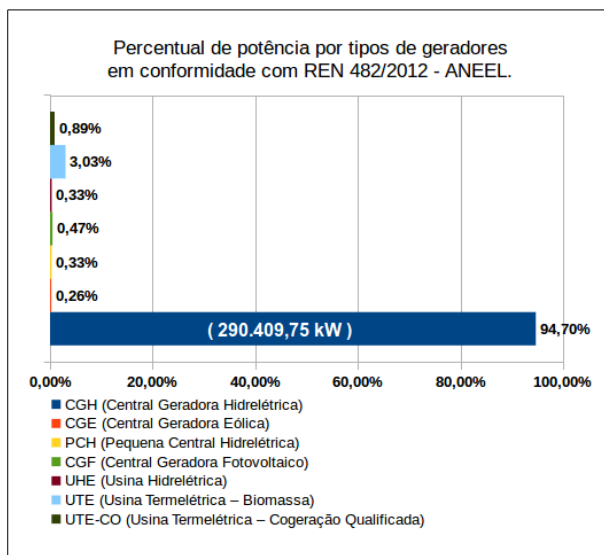
2 A microrrede é identificado como uma parte contígua da rede de distribuição contendo GD e consumidores, sendo possível permanecer ilhada atendendo todo ou parte da carga.

Figura 1: Centrais geradoras existentes no Brasil regidas pela Resolução nº 482/2012.



As CGFs estão concentradas na Região Nordeste, seguida pela Região Sudeste. A Região Sul possui um número expressivo de CGFs, porém de baixa potência. Existem atualmente 525 Centrais Geradoras (CGs) totalizando 306,6 MW com possibilidade de migrar para a Resolução nº 482/2012 (ANEEL, 2012b). Estas correspondem cerca de 0,226 % da potência total instalada no Brasil, sendo a maioria Centrais Geradoras Hidráulicas (CGHs), conforme a Fig. 2.

Figura 2: Centrais geradoras existentes no Brasil, que podem ser contempladas pela Resolução nº 482/2012.



Fonte: ANEEL acessada em 29/04/2015.

Em termos de localização espacial, as CGHs estão concentradas nas regiões Sul e Sudeste. Desses empreendimentos que poderiam migrar para a Resolução nº 482/2012, três são Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIE), 15 são Autoprodutores de Energia Elétrica (APE) e os 507 restantes são informados como “registro” ou não informado pela fonte consultada.

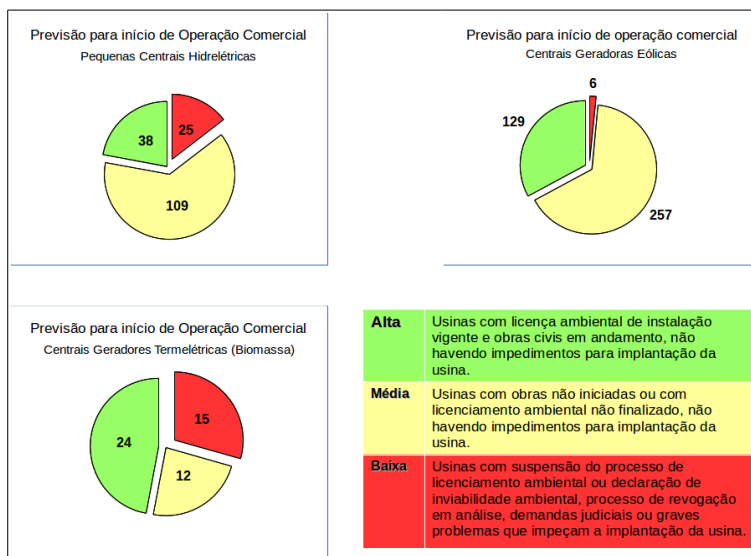
1.1 PRINCIPAIS BARREIRAS À INSERÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

O uso de micro e minigeração distribuída têm enfrentado dificuldades para expansão no Brasil, dentre as quais pode-se citar as licenças ambientais e o tempo de implantação que variam conforme o tipo de fonte de energia. Nos tópicos seguintes serão descritas algumas destas barreiras, bem como detalhes sobre incentivos adotados para minimizar essas dificuldades.

1.1.1 Implantação de geração distribuída

As licenças ambientais constituem-se em um dos aspectos que dificultam a implantação de Unidades Geradoras (UGs) distribuídas. Na Fig. 3 pode-se verificar que as UGs que utilizam recursos hídricos e, principalmente, com fontes térmicas, encontram dificuldades para sua implementação/operação no sistema. Já as UGs com fontes eólicas têm enfrentado menor resistência.

Figura 3: Previsão para início de operação de CGs com características para microrredes (geração distribuída).



Fonte: Boletim de acompanhamento da expansão da oferta da ANEEL de Abril/2015. <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37>>.

Com essas informações é possível identificar a importância de se realizar um estudo adequado do impacto ambiental, antes de iniciar um processo de implementação de UGs. Outro fator consiste na escolha da fonte de energia a qual indica um maior ou menor risco de sucesso do empreendimento. Neste caso, observa-se uma vantagem no uso de fontes eólicas.

1.2 OBJETIVOS E ESTRUTURA DO TRABALHO

O objetivo geral deste trabalho visa a avaliação do comportamento da demanda com a integração de geração fotovoltaica e tarifas horárias em sistema de distribuição. Uma microrrede, de acordo com o *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions* (CERTS), caracteriza-se como sendo a agregação de cargas e microgerações operando num sistema único que fornece energia elétrica e térmica, sendo que, a maioria das microgerações pode ser acoplada à rede por meio de conversores baseados em eletrônica de potência, garantindo sua operação como uma única identidade (LASSETER et al., 2002; RESE, 2012).

Como metodologia básica deste trabalho, é realizada uma análise da legislação brasileira concernente ao estudo de micro e minigeração, para identificar os principais aspectos regulatórios que impactam nos diferentes agentes que participam do mercado de Energia Elétrica Brasileiro, bem como os inerentes à micro e minigeração de energia elétrica.

Como objetivo específico tem-se a análise de consumidores, cujos perfis de consumo médio são de até 1000 kWh/mês. Nestes casos é avaliada a adoção de tarifa horária branca em relação à tarifa convencional, considerando a possibilidade de mudança de hábitos de consumo no uso de alguns equipamentos. Outro objetivo específico é o uso de microgeração por meio de geradores fotovoltaicos, caracterizando a geração distribuída, sendo considerado os dados de radiação solar do período de fevereiro de 2012 a janeiro de 2013. Os valores das tarifas de energia elétrica considerados são referentes ao mês de fevereiro de 2015, considerando a temperatura e radiação solar existente em Florianópolis/SC.

A organização deste trabalho está baseada na seguinte ordem. No Capítulo 2 é abordado os aspectos técnicos referentes à legislação sobre microgeração, minigeração e microrredes, em que terá uma descrição dos elementos que poderão compor uma microrrede. Por sua vez, no Capítulo 3, faz-se um estudo sobre a regulamentação de microgeração, minigeração e microrrede, apresentando-se o histórico regulatório mundial e no Brasil. O objetivo é realizar uma comparação entre os modelos utilizados, bem como, novas possibilidades e os aspectos relacionados com a estrutura tarifária. Já no Capítulo 4 é abordado um estudo específico para os tipos de tarifas convencional e tarifa horária branca e, ainda, micro e minigeração por meio de células fotovoltaicas.

Por fim, no Capítulo 5 serão descritas as considerações finais deste trabalho e também sugestões para trabalhos futuros.

2 ASPECTOS TÉCNICOS

2.1 INTRODUÇÃO

Para compreender melhor alguns aspectos ligados à microgeração, minigeração e microrredes é necessário verificar como está organizada a legislação pertinente. A legislação brasileira é baseada em experiências internas e externas ao país, resultando em um arcabouço regulatório extenso; contudo, alguns termos do estudo de microrredes deverão ser mais detalhados. Por outro lado, para a microgeração e minigeração existem requisitos na legislação brasileira que permitem sua aplicação imediata, facilitando aos consumidores que desejam usufruir de geração própria.

Neste capítulo são descritos elementos que podem compor a estrutura de microrredes, bem como aqueles que se relacionam à micro ou à minigeração.

2.2 TIPOS DE GERAÇÃO EM MICRORREDES

A Resolução ANEEL nº 482/2012 estratificou a geração distribuída em dois patamares, a saber: microgeração (de 1 a 100 kW) e minigeração (101 a 1000 kW). No intervalo de 1,1 até 30 MW segue inalterado o conceito de Geração Distribuída.

2.2.1 Mini Central Hidrelétrica

As Mini Centrais Hidrelétricas (MCHs) possuem potencial hidráulico inferior a 1MW, normalmente com barragens somente de desvio, em rio com acidente natural que impede a subida de peixes (ANEEL, 2003a), (BRASIL, 1995). Exigem a Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) e Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) (FACURI, 2004) para implantação. A Lei 9.074/1995 (BRASIL, 1995), no seu Art. 8º, dispensa essas centrais de concessão, permissão ou autorização da ANEEL, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente os aspectos da implementação operacional.

2.2.2 Pequena Central Hidrelétrica

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) são enquadradas em aproveitamento hidrelétrico, com potência acima de 1MW até 30 MW,

destinado à produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma, com área do reservatório inferior a 3,0 km², de acordo com a Resolução nº 652 de 2003 da ANEEL (2003b). O Art. 4º dessa resolução permite uma adequação para os casos em que a Unidade de Geração (UG) não atender à condição de área de reservatório. No caso de PCHs, cabe a mesma observação de MCHs no quesito ambiental. Para implementar uma PCH é necessário uma avaliação e autorização da ANEEL.

2.2.3 Central Geradora Eólica

As Centrais Geradoras Eólicas (CGEs) utilizam a energia cinética dos ventos para gerar energia elétrica, exigindo um estudo e acompanhamento climático no parque gerador. A sua implantação não é viável em muitas regiões do país por conta da baixa disponibilidade e constância da energia do vento (PEREIRA et al., 2006). A Resolução Normativa nº 391, de 15 de dezembro de 2009 da ANEEL indica que a instalação de CGEs com capacidade instalada menores que 5MW deverão ser comunicadas à ANEEL. A autorização para exploração das centrais geradoras com potência superior a 5 MW, deverá ser requerida à ANEEL, conforme descrito na Resolução Normativa nº 391/2009.

2.2.4 Central Geradora Solar Fotovoltaica

Uma Central Geradora Solar Fotovoltaica (CGF) utiliza a radiação solar para gerar energia elétrica e normalmente pode ser integrada às edificações, facilitando assim sua implantação em cidades ou em residências isoladas. Um fator que facilita são as exigências ambientais, que são simples quando for implementada na própria estrutura da edificação. A Resolução Normativa nº 390, de 15 de dezembro de 2009 (ANEEL, 2006b) da ANEEL indica que a instalação de CGF com capacidade instalada menores que 5MW, deverá ser comunicada à ANEEL por meio de formulário específico da resolução. O maior inconveniente da fonte de radiação solar é o seu comportamento que, normalmente, não coincide com a curva de carga do consumidor. Entretanto, essa situação pode ser compensada através de armazenadores de energia, sendo o mais comum em nível residencial a utilização de banco de baterias. Outro inconveniente é a geração em corrente contínua, exigindo inversores para conversão em corrente alternada para injetar no sistema. Entretanto, os especialistas têm

recomendado a utilização de energia gerada em corrente contínua para ser distribuída localmente através de redes em corrente contínua³.

2.2.5 Cogeração Qualificada

De acordo com Resolução Normativa nº 235/2006 (ANEEL, 2006a), entende-se como Cogeração Qualificada o processo operado em uma instalação específica para fins da produção, combinada das utilidades calor e energia mecânica, é geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária. É observado que, para ser qualificada, deverá preencher vários requisitos descritos na resolução acima (ANEEL, 2006a), os quais são: estar regularizado perante a ANEEL e preencher os requisitos mínimos de racionalidade energética, referente à relação entre a energia da utilidade calor em relação à energia da fonte, que deverá ser maior ou igual a 15% e demais requisitos existentes no Art. 4º da REN nº 235/2006 .

2.2.6 Pequena Central Termelétrica com Fonte de Energia da Biomassa

Neste caso a fonte de energia é a biomassa, a qual alimenta caldeiras que acionam geradores termelétricos para gerar a energia elétrica. De acordo com a ANEEL, do ponto de vista energético, para fim de outorga de empreendimentos do setor elétrico, biomassa é todo recurso renovável oriundo de matéria orgânica (de origem animal ou vegetal) que pode ser utilizada na produção de energia. Como a origem é animal ou vegetal, normalmente o uso desta tecnologia está associado ao agronegócio na área rural; porém, existe o resíduo orgânico gerado em cidades, normalmente disponível em aterros sanitários, que também pode ser aproveitado.

2.3 ELEMENTOS QUE COMPÕEM UMA MICRORREDE

Uma microrrede pode estar conectada à rede de distribuição através de um ou mais Pontos Comum de Conexão (PCC); porém, existe a possibilidade de operar de forma ilhada e, para que seja possível, há necessidade de que existam consumidores e geradores de energia elétrica na mesma microrrede. O atendimento das cargas de uma

3 <<http://www.news.pitt.edu/news/pitt-project-aims-turn-world-dc-power>>

microrrede pode ser total ou parcial, pois em determinados casos as cargas não essenciais são desligadas para manter a segurança da operação e a qualidade da energia.

Dentre os componentes de uma microrrede, tem-se o consumidor, que pode ser definido com a definição encontrada no PRODIST – Módulo 1 – Introdução (ANEEL, 2012e), que define como:

Pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, que solicite o fornecimento de energia elétrica e/ou o uso do sistema elétrico à distribuidora e assume a responsabilidade pelo pagamento das faturas e pelas demais obrigações fixadas em normas e regulamentos da ANEEL, assim vinculando-se aos contratos de fornecimento, de uso e de conexão ou de adesão.

No entanto, esta caracterização não representa por completo as possibilidades para as microrredes, pois os clientes que acessam o sistema de distribuição poderão injetar energia na rede e interagir com o sistema, independentemente de sua caracterização, como por exemplo a micro e minigeração distribuída. Atualmente pode-se classificar os participantes de uma microrrede de acordo com as definições apresentadas na sequência.

2.3.1 Consumidor Cativo

O Consumidor Cativo é dependente de uma distribuidora que detém a concessão ou permissão na área onde se localizam as instalações do acessante (ANEEL, 2012e). Esse consumidor está vinculado à distribuidora e não poderá atuar no mercado livre. Assim sendo, o consumidor cativo está sujeito às regras da distribuidora a qual está vinculada e às resoluções como a nº 166/2005 e nº 414/2010 da ANEEL.

2.3.2 Consumidor Especial

O Consumidor Especial (CE) é definido pela Resolução Normativa nº 414 (ANEEL, 2010a) como:

Agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, da categoria de comercialização, que adquire energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração enquadrados no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de

1996, para unidade consumidora ou unidades consumidoras reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e que não satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

2.3.3 Consumidor Livre

O Consumidor Livre (CL) é regulamentado pela Lei nº 9.074 (BRASIL, 1995) e definido na Resolução Normativa nº 414 (ANEEL, 2010a) como:

Agente da CCEE, da categoria de comercialização, que adquire energia elétrica no ambiente de contratação livre para unidades consumidoras que satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995.

2.3.4 Consumidor Potencialmente Livre

O Consumidor Potencialmente Livre (CPL) é definido pela Resolução Normativa nº 414 (ANEEL, 2010a) como:

Aquele cujas unidades consumidoras satisfazem, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995, porém não adquirem energia elétrica no ambiente de contratação livre.

2.3.5 Produtor Independente de Energia

O Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE) estará sujeito às regras de comercialização regulada ou livre. A Lei nº 9.074/1995 (BRASIL, 1995) define o PIE como:

A pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

2.3.6 Autoprodutor

A definição de Autoprodutor de Energia Elétrica (APE), segundo

o Art. 2º do Decreto nº 2.003/1996 (BRASIL, 1996a):

Autoprodutor de Energia Elétrica é, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

2.3.7 Microgeração Distribuída

Segundo a Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012b) a Microgeração Distribuída é definida como:

Central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

2.3.8 Minigeração Distribuída

Segundo a Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012b) a Minigeração Distribuída é definida como:

Central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

2.3.9 Comercialização Varejista

A Comercialização Varejista (CV) de energia elétrica é caracterizada na Resolução Normativa nº 570/2013 (ANEEL, 2013) pela representação, por agentes da CCEE habilitados, de entidades a quem é facultado o direito de não aderir à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

2.3.10 Mercado de Energia

Com o propósito de viabilizar e garantir a expansão da oferta de

energia elétrica, o atual modelo setorial instituiu a contratação obrigatória, antecipada e integral da demanda projetada pelas distribuidoras. De modo que isso se processe de forma mais efetiva, segmentou o mercado de demanda em dois ambientes distintos: o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL, conforme descritos a seguir.

◆ Ambiente Regulado

O Ambiente de Contratação Regulada (ACR) visa proteger o consumidor cativo⁴ que contrata o fornecimento de energia elétrica através de tarifas reguladas, mantidas por contratos que buscam garantir a modicidade tarifária.

A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais regulados, sendo as partes desses contratos, os agentes vendedores (agente de geração, agente de comercialização ou agente de importação, que seja habilitado em documento específico para este fim) e distribuidores que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica (BERGER, 2010).

◆ Ambiente Livre

Por outro lado, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) atende aos consumidores livres/especiais, os quais negociam as cláusulas dos contratos livremente.

No ACL há a livre negociação entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres/especiais, importadores e exportadores de energia, sendo a contratação pactuada via Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL), em que as partes negociam livremente, sem a participação ANEEL ou da CCEE (BERGER, 2010).

O fornecimento físico nos dois ambientes de contratação é feito da mesma forma, restringindo as diferenças ao âmbito contratual, e por isso casos de racionamento (VERONESE, 2013) ou risco de abastecimento, por exemplo, seguem determinações da ANEEL e atingem consumidores livres e cativos, submetendo ambos aos mesmos direitos e deveres.

4 Consumidor ao qual só é permitido comprar energia do concessionário, autorizado ou permissionário de distribuição, a cuja rede está conectada conforme indica a CCEE.

2.3.11 Meteorologia

A influência do clima é um fator muito importante para a geração de energia elétrica em GD, pois a grande parte das fontes de energia depende diretamente do clima. No caso de microrredes ter-se-á a inserção de unidades geradoras oriundas de fontes de energia, como a solar e a eólica, que possuem a característica de intermitência na capacidade de geração. A meteorologia terá um papel fundamental na previsibilidade destas fontes de energia, permitindo um mínimo de planejamento dentro de uma microrrede.

2.3.12 Acumuladores

Quando existem fontes para geração de energia elétrica intermitentes, ou com seu pico de geração deslocado do pico de consumo, ter-se-á a necessidade de adoção de dispositivos que permitam acumular a energia. Os acumuladores de energia permitem que fontes intermitentes sejam aproximadas às fontes contínuas, como objetivo de fornecer energia constantemente. Já para as fontes deslocadas do consumo, permitem que sejam acumuladas no período de geração e fornecidas no momento do consumo. Porém nem tudo é perfeito, pois os acumuladores possuem uma série de fatores complicadores, dentre eles poder-se-á citar o ciclo de cargas e descargas que limita o número de vezes e o tempo mínimo entre elas.

2.3.13 Veículos Elétricos

Os veículos elétricos possuem um comportamento bem peculiar, pois podem ser comparados a acumuladores, porém existe o deslocamento geográfico. Além de disponibilizar em posições geográficas diferentes, existirá a possibilidade de acumular e injetar a energia em momentos com valor monetário diferente, envolvendo informação do custo da energia elétrica, sendo que o horário para o carregamento será preferencialmente o mais barato ou conforme gerenciamento adotado no sistema de distribuição.

2.4 IDENTIFICAÇÃO DE UMA MICRORREDE

Neste capítulo foram apresentadas algumas definições que

facilitarão o entendimento de uma microrrede, a qual é ilustrativamente apresentado na Fig. 4, conjuntamente sua interação/conexão com a macrorrede, isto é, os sistemas de transmissão e de distribuição.

Figura 4: Caracterização de uma Microrrede.



Uma microrrede pode ser definida como uma porção de um sistema elétrico que possui geração local tal que, em condições que for necessária à sua operação ilhada, é capaz de atender total ou parcialmente as cargas internas a microrrede. Além disso, em condições normais, as microrredes operam em paralelo e sincronizadas ao sistema interligado, podendo suas gerações serem utilizadas para estratégias de operação econômica do sistema no qual está conectado. Portanto, este sistema exige uma regulamentação que permita sua operação integrada ao sistema ou de forma ilhada. Para identificar essa microrrede, pode-se perceber a necessidade de ser contígua, ou seja, os elementos de geração e consumo deverão estar interligados mesmo quando a microrrede ficar

ilhada. Outra necessidade é de que a geração deverá sustentar toda a carga de consumo ou parte definida como necessária, dentro de uma mesma microrrede. Ainda, tem-se a necessidade de manter a qualidade da energia entregue ao consumidor quando estiver operando de forma ilhada. Esses fatores permitem entender alguns dos limites de uma microrrede.

A comercialização de energia elétrica em uma microrrede poderá permanecer integrada à CCEE. Para tanto a regulamentação referente à compra e venda de energia elétrica em uma microrrede deverá prever a situação em que pode ocorrer o ilhamento e consequente despacho de unidades geradoras que influenciarão no custo de operação do sistema/microrrede, exceto os casos em que for optado pela compensação de energia (*Net Metering*), que não envolvem a comercialização de energia elétrica, e sim, a troca de energia excedente injetado no sistema e recuperada em outro momento, desde que não ultrapasse 36 meses.

No próximo capítulo são tratados os regulamentos referentes à inserção de microgeração, minigeração e microrredes no contexto do SEB. Também são descritas as principais formas de incentivos, bem como o arcabouço regulatório vigente.

3 REGULAMENTAÇÃO DA MICROGERAÇÃO, MINIGERAÇÃO E MICRORREDE

3.1 INTRODUÇÃO

Apresenta-se no decorrer deste capítulo a revisão bibliográfica de microgeração, minigeração e microrredes dando-se ênfase nos aspectos mais importantes desse arcabouço regulatório nos principais mercados mundiais e do Brasil.

A abertura dos mercados de energia elétrica e as novas regulamentações do setor elétrico que foram introduzidas em diversos países, bem como as restrições ambientais, estão modificando a concepção estrutural dos sistemas de energia elétrica baseada em grandes centrais geradoras e longas linhas de transmissão e de distribuição, que atendem os consumidores finais em vários níveis de tensão. Parte-se, então, para a integração de vários recursos de geração e armazenamento de pequeno porte, localizados junto aos consumidores (Geração Distribuída - GD), e cargas em um pequeno sistema independente, constituído de algumas redes de baixa e média tensão, que seja capaz de operar conectado ao sistema principal (ou *Macrogrid*).

Diante disso, as microrredes (*microgrids*) juntamente com as redes inteligentes (*smart grids*) estão emergindo como uma alternativa para o atendimento da expansão do mercado de energia elétrica e para a redução das emissões de carbono.

Para que essa concepção se estabeleça, faz-se necessária a introdução de mudanças de natureza tecnológica, organizacional e regulatória de forma que sua implantação e integração ao sistema tradicional se viabilize adequadamente e se tome atrativa para os consumidores e para as concessionárias/permissionárias de distribuição de energia elétrica.

A integração das microrredes aos sistemas convencionais de energia elétrica precisa se efetivar em conformidade com a legislação vigente. Como em qualquer setor da sociedade, a legislação representa ponto fundamental e define os padrões do desenvolvimento e da adequação de determinada atividade na cadeia de energia elétrica - inserção da GD às redes de distribuição, por exemplo. Contudo, muitas são as barreiras existentes para que esta prática ocorra com maior frequência e a legislação que a engloba, ou a falta dela, representa uma delas.

Neste capítulo propõe-se apresentar uma análise crítica do estado

da arte nos temas de regulação e políticas de incentivo para geração distribuída (microgeração) e microrredes, buscando levantar as principais questões que permeiam esse segmento com o intuito de identificar as potencialidades e dificuldades de sua inserção nos sistemas de energia elétrica. Para isso, descreve-se, a seguir, os principais desenvolvimentos já disponíveis internacionalmente e uma análise das possibilidades de utilização dos mesmos no Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

3.2 INCENTIVOS PARA O USO DE FONTES RENOVÁVEIS

Sabe-se que na atual fase da tecnologia e desenvolvimento do mercado de energia elétrica, é necessário o apoio por meio de instrumentos de política, estratégica e de incentivos, que venham a dar suporte às Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia (principalmente em relação à micro e minigeração), sendo esses instrumentos necessário por aproximadamente 20 anos (VAN DIJK et al., 2003), de forma a garantir que a tecnologia possa alcançar um nível de participação competitiva com as fontes tradicionais.

Nesta seção serão apresentadas as políticas de incentivos adotadas por alguns países, selecionados a título de exemplo, e os impactos dessas políticas sobre a demanda e o desenvolvimento da indústria das fontes renováveis, pertinentes ao segmento de micro e minigeração, e toda sua cadeia.

Vários programas de incentivos têm sido utilizados em diversos países do mundo para, de forma geral, encorajar a indústria de microgeração a atingir a escala necessária para competir com outras fontes de geração de energia elétrica. Tais programas possuem motivações diversas, tais como a promoção de independência energética, domínio tecnológico e redução das emissões de gases do efeito estufa.

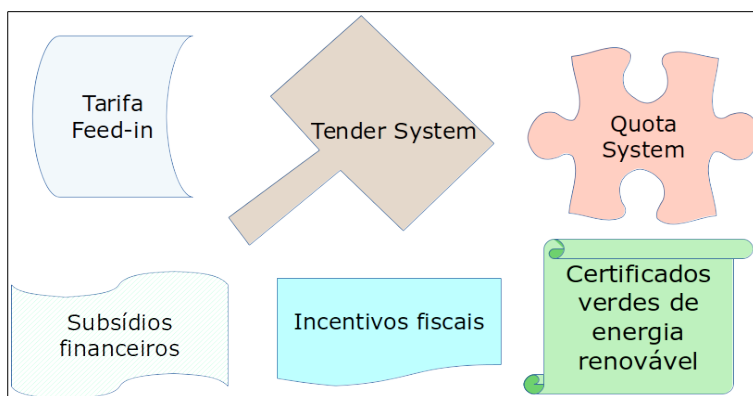
Os países da União Europeia (UE), motivados inicialmente por questões ambientais e por causa do aumento de emissões de gases de efeito estufa, começaram a investir e a estabelecer políticas de fomento às fontes de energia renovável, principalmente na geração de energia elétrica. Essa atitude, além de demonstrar a viabilidade das fontes renováveis, influenciou a Comissão Europeia na adoção de políticas e marcos regulatórios específicos para o incentivo a essas fontes.

Pode-se destacar alguns instrumentos regulatórios que marcaram decisivamente a implementação de políticas de incentivo às fontes

renováveis, entre os quais se destacam os seguintes: “*Energy Policy for the European Union*” (EUROPEAN COMMISSION, 1995), em que o parlamento Europeu ressaltou o papel das fontes renováveis e requereu o estabelecimento de um plano de ação para a promoção dessas fontes. A partir deste ponto, o debate centrou-se no chamado “*Green paper: Energy for the future – Renewable energy sources*” (EUROPEAN COMMISSION, 1996), no qual foi feita uma proposição de uma estratégia comunitária para fontes renováveis. Contudo, o primeiro regulamento que mostrou claramente essa posição foi o “*White Paper for a Community Strategy and Action Plan*” (EUROPEAN COMMISSION, 1997), que descreveu a exploração desigual de inserção de fontes renováveis nos diferentes Países-membros e reconheceu o papel dessas fontes como um dos passos necessários ao cumprimento das metas de redução de gases de efeito estufa, que na época estavam em negociação para o Protocolo de Kyoto (EUROPEAN COMMISSION, 1997).

Para que sejam adotadas fontes renováveis na geração de energia elétrica são necessários incentivos, tal como mostra a Fig. 5, para que o sistema seja competitivo, tendo em vista as tecnologias envolvidas normalmente são de ponta e tornam-se mais caras.

Figura 5: Tipos de incentivos para geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis.



Os principais instrumentos de incentivo utilizados na UE para promoção de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis são: Sistema de Leilão - “*Tender System*”; Sistema de Quotas - “*Quota*

Obligation Systems” (com certificados verdes) e Tarifa Prêmio “*Feed-in Tariffs*”. Esses instrumentos normalmente coexistem com outros instrumentos tais como incentivos fiscais e apoio à pesquisa e desenvolvimento (P&D).

As duas maiores classes de mecanismo de incentivos à geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis são os sistemas de cotas e os sistemas de preço. No caso de sistemas de cotas, o volume de energia elétrica gerada é politicamente determinado e os preços são definidos, geralmente, pelo mercado. Em sistemas de preço, usualmente, os programas de incentivos são mantidos até que os custos de geração se igualem aos custos médios de geração da matriz energética no país ou região. Outros mecanismos típicos são os procedimentos de conexão à rede modelo setorial, vigente desde 2004 com compensação de energia “*net metering*” e os subsídios ao investimento ou produção.

Na sequência desta seção é feita uma descrição dos principais instrumentos utilizados nas políticas de incentivos para a inserção das fontes renováveis (COSTA, 2006). Esses tipos de política têm sido aplicados para o contexto da GD, quando de sua integração aos sistemas de energia elétrica, como o caso de geração por meio de sistemas fotovoltaicos e o eólico.

- a) ***Feed-in Tariff*** - Este incentivo tem sido reconhecido para promover fontes renováveis de energia, baseado nos resultados obtidos na Alemanha, Espanha e Dinamarca (PETERS; WEIS, 2008).

Nesse sistema, é pago um “Preço Premium” para a energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis de energia e integradas à rede de energia elétrica. O governo estabelece o preço da energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis, e as empresas de energia são obrigadas a comprar a energia dessas fontes pelo preço estabelecido.

O *feed-in tariff* pode ser aplicado separadamente para cada tecnologia e pode também incluir uma taxa de regressão anual no valor do “Preço-Premium” de forma a promover a eficiência das tecnologias agraciadas com o subsídio (como no caso da Alemanha).

O mecanismo de *feed-in tariff* foi um dos principais instrumentos utilizados no mundo para promoção das fontes renováveis na geração de energia elétrica. Normalmente, os contratos com tarifa prêmio incluem cláusulas de redução de preços ao longo do tempo, com o intuito de forçar ou incentivar desenvolvimentos

que levem a redução do custo de geração da fonte (ABINEE, 2012).

Esse tipo de política (tarifa prêmio) tem sido utilizada em mais de 50 países com o intuito de incentivar os investimentos em energias renováveis. De acordo com estudo realizado pela ABINEE (2012), na Europa, essa modalidade de incentivo é utilizada em países como Itália, República Tcheca, Reino Unido, Alemanha, França e Espanha. Na África, África do Sul e Uganda estavam usando tarifas prêmio para projetos de pequena escala (na África do Sul, o sistema foi abandonado em favor do mecanismo de leilões específicos). Ainda, destacam-se os projetos de tarifa prêmio na Argélia, algumas regiões da Austrália, Canadá, China, Índia, Irã, Israel, Tailândia, Ucrânia e Estados Unidos. Diversos destes países estão adotando esquemas mistos, que envolvem tarifas prêmio associadas a medidas de cotas de energia desejadas ou incentivos/subsídios ao mercado.

- b) ***Quota System com Certificados Verdes*** - Esse sistema também é conhecido como *Renewable Portfolio Standard* (RPS) ou Meta de Energia Renovável (*Renewable Energy targets*) – tem como objetivo promover a geração de energia renovável aumentando a demanda por tipo de fonte renovável. Isso é feito estabelecendo-se (pelo governo) a quantidade ou porcentagem de energia elétrica que deve ser produzida a partir de fontes renováveis de energia.

A obrigação é imposta normalmente sobre o consumo, mas existe um caso na Itália em que a obrigação é aplicada sobre a produção. Os governos podem optar por tipos de tecnologias e é também aplicada normalmente uma multa para quem não cumpre a obrigação (meta a ser atendida).

Uma vez definida a quantidade, um mercado paralelo de certificados verdes de energia renovável é estabelecido de acordo com as condições de demanda e geração (estabelecida pela regulação). A venda dos certificados verdes garante aos produtores dessas fontes um valor adicional em relação ao valor da venda da energia elétrica no mercado. Os certificados também podem ser comercializáveis entre as companhias de energia elétrica caso alguma delas não consiga atender a meta estipulada pelo governo.

- c) ***Tender System*** - Esse sistema envolve um processo de leilão, administrado pelo governo, por meio do qual os empreendedores

de fontes de energia renovável concorrem para ganhar os contratos (PPAs – *power purchase agreements*) ou para receber um subsídio de um fundo administrado pelo governo. São agraciados com o contrato aqueles que fazem a oferta mais competitiva.

Podem existir leilões separados por tipos de tecnologias (conhecidos no jargão como bandas-tecnológicas - *technological bands*) e as empresas de energia são obrigadas normalmente a comprar a energia elétrica pelo preço proposto pelo ganhador do contrato (às vezes apoiado por um fundo governamental).

- d) **Subsídios Financeiros** - Como fontes de energia renovável são frequentemente intensivas em capitais (apesar de alguns tipos possuírem baixos custos de operação), os governos podem oferecer subsídios financeiros para tecnologias de fontes renováveis de energia estabelecendo um valor por kW ou uma porcentagem sobre o investimento total.

O tipo mais conhecido e utilizado é o “Subsídio ao Investimento”, possivelmente pela facilidade e viabilidade administrativa e política. No entanto, esse instrumento é criticado por não ter um mecanismo que incentive a eficiência de um projeto de geração a partir de fontes renováveis. Por isso, alguns agentes do mercado defendem a utilização do “Subsídio à Produção” exatamente por possuir um maior controle sobre a eficiência de operação.

- e) **Incentivos Fiscais** - Esse instrumento pode ser aplicado de várias formas para promover a inserção de fontes renováveis: isenção das taxas aplicadas ao uso da energia para fontes de energia renovável; reembolso de taxas para energia elétrica verde; redução de impostos; benefícios fiscais para aqueles que investirem nessas fontes; etc.

- f) **Certificados Verdes de Energia Renovável** - Os certificados verdes não são considerados um instrumento de política, mas apenas um instrumento para verificar a quantidade produzida de energia elétrica a partir de fontes renováveis. São comumente usados no sistema de quotas, mas eles também podem ser utilizados nos chamados “Acordos Voluntários” para verificar e monitorar a produção e venda de energia elétrica, e para facilitar o mercado.

Os certificados fornecem um sistema de contabilidade para autenticar a fonte de energia e para verificar se a demanda foi

atendida. A demanda pode ser voluntária, baseada na conscientização do consumidor que paga um valor a mais para obter energia elétrica verde, utilizado em algumas regiões da Alemanha, ou pode ser imposta pelo governo (como no *Quota Obligation System*). Nesse caso, são aplicadas multas caso a obrigação não seja cumprida.

A partir das políticas descritas é importante complementar essa classificação, também com o instrumento de compensação de energia, conhecido pelo termo inglês "*net metering*", muito utilizado nos Estados Unidos, para viabilizar, por exemplo, a expansão da energia solar fotovoltaica. O *net metering* é uma forma de incentivo ao consumo de energia solar fotovoltaica que consiste na injeção à rede do excesso de energia elétrica gerado pelo consumidor, usualmente por meio de créditos em kWh. Esses créditos são usados para compensar o consumo de energia da rede, quando o sistema não está gerando. É necessária a existência de um medidor que seja capaz de registrar o consumo e a geração da instalação (consumo líquido bidirecional) (ABINEE, 2012).

A Tabela 1 apresenta alguns países e qual o tipo de mecanismo de incentivo é adotado.

Tabela 1: Panorama das políticas de incentivo para inserção de fontes renováveis em alguns países.

País	Feed-in tariff	Quota	Net Metering	Certificados Energias Renováveis	Investimento público/ financiamentos	Leilões públicos de energia
Alemanha	X		X		X	
Austrália	X	X		X	X	
Brasil			X*		X	X
Canadá	**	**	X		X	X
China	X	X			X	X
Dinamarca	X		X	X	X	X
Espanha	X			X	X	
Estados Unidos	**	**	**	**	**	**
Itália	X	X	X	X	X	

País	Feed-in tariff	Quota	Net Metering	Certificados Energias Renováveis	Investimento público/ financiamentos	Leilões públicos de energia
Japão	X	X	X	X	X	
Portugal	X				X	X
Reino Unido	X	X		X	X	

Fonte: *Renewables 2010 – Global Status Report* e Resolução Normativa nº 482 de 2012.

Notas: * REN nº 482/2012;

** Nem todos os estados utilizam este mecanismo.

Nos Estados Unidos, o *Net Metering* é adotado em 44 Estados, sendo que 19 oferecem financiamento público, 30 têm programas estruturados para fontes renováveis e 27 oferecem reduções em impostos.

A seguir são apresentados os padrões IEEE 1547 e IEEE 2030 que se referem tanto à mini e microgeração como às microrredes.

3.3 PADRÕES PARA INTERCONEXÃO DA GD

Para a inserção de Fontes Renováveis de Energia (FRE) no sistema elétrico de potência dos países adeptos dos novos mecanismos e políticas de incentivo às FREs foram desenvolvidos padrões para interconexão de GD com a rede elétrica, como o IEEE 1547 (*Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*) e o IEEE 2030 (*Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads*), descritos a seguir.

3.3.1 IEEE 1547

O grupo criado pelo Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) dos Estados Unidos desenvolveu e vem desenvolvendo padronizações para interconexão de geração distribuída com a rede, o IEEE 1547, e a interoperabilidade da tecnologia de energia.

O Std. IEEE 1547⁵ é a base dos padrões da série IEEE 1547, sendo que atualmente possui mais sete itens:

- IEEE Std 1547–2003 (reafirmado em 2008), *IEEE Standard for Interconnecting Distributed (Resources with Electric Power Systems)*;
- IEEE Std 1547.1–2005 (reafirmado em 2011), *IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment (Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems)*;
- IEEE Std 1547.2–2008, *IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*;
- IEEE Std 1547.3–2007, *IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems*;
- IEEE Std 1547.4–2011, *Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed (Resource Island Systems with Electric Power Systems)*;
- IEEE Std 1547.6–2011, *Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Network*;
- IEEE P1547.7, *Guide to Conducting Distribution Impact studies for Distributed Resource Interconnection*;
- IEEE P1547.8, *Recommended Practice for Establishing Methods and Procedures that Provide Supplemental Support for Implementation Strategies for Expanded Use of IEEE Std 1547*.

O primeiro IEEE Std 1547, da série de padronização IEEE 1547, prevê exigências e especificações técnicas de interconexão, bem como seus testes. Este compreende tanto a GD como dispositivos de armazenamento, com máquinas de indução, síncronas, ou conversores eletrônicos. Este é complementado pelo padrão UL1741 *Inverters, Converters and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources*, também para ser utilizado com o IEEE Std 1547.1.

O IEEE Std 1547.1 define procedimentos de testes para verificar se os equipamentos são adequados para atender o que é especificado no IEEE Std 1547, e caso sejam, são emitidos certificados de aprovação para os interessados. O IEEE Std 1547.2 prevê conhecimento técnico e

5 <http://grouper.ieee.org/groups/scc21/1547_series/1547_series_index.html>

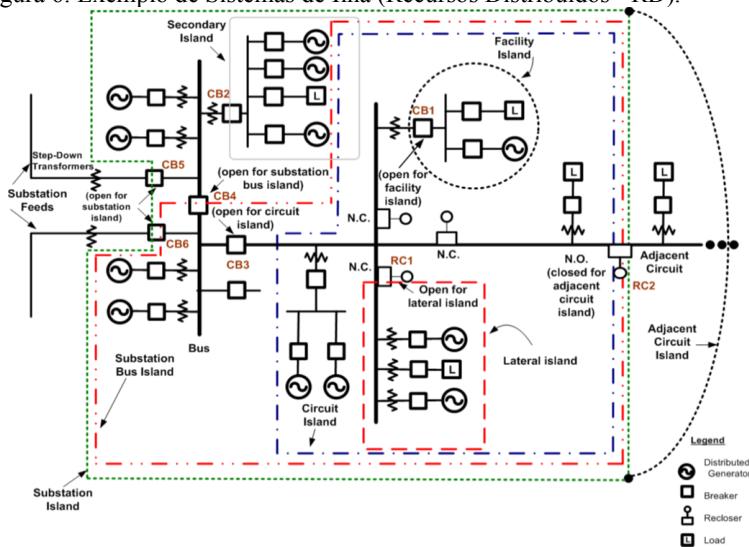
detalhes das aplicações para suportar o entendimento do IEEE 1547. Este guia apresenta diversas aplicações e tipos diferentes de recursos distribuídos bem como seus aspectos de conexão à rede. As funcionalidades, parâmetros e metodologias para monitoração, intercâmbio de informações e controle relacionados aos recursos energéticos distribuídos com o sistema de potência são descritos no IEEE Std 1547.3.

As microrredes, também denominadas no IEEE Std 1547 como “recursos de energia distribuídos e ilhados”, são descritos no IEEE Std 1547.4, sendo sistemas de energia que:

- 1) incluem carga e recursos energéticos distribuídos;
- 2) tem a possibilidade de se desconectar, operando ilhado, ou trabalhar em paralelo com o sistema de potência;
- 3) são incluídos no sistema de potência local e podem ser incluídos em pequenas porções de áreas do sistema de potência;
- 4) são intencionalmente planejados.

A Fig. 6 mostra uma ilustração dos sistemas de recursos de energia distribuídos e ilhados.

Figura 6: Exemplo de Sistemas de Ilha (Recursos Distribuídos - RD).



Fonte: IEEE Std 1547.4, 2011.

Esta padronização também prevê abordagens alternativas e boas

práticas para projeto, operação e integração de recursos de energia distribuídos e ilhados com o sistema de potência.

O IEEE Std 1547.6 tem o foco nos aspectos técnicos de interconexões da rede de distribuição secundária, em que existem recursos energéticos com o sistema de potência, definindo algumas premissas para que o sistema de potência não seja prejudicado. Por fim os padrões IEEE Std 1547.7 e IEEE Std 1547.8 estão focados na expansão de vários sistemas com a instalação de recursos energéticos, veículos elétricos, entre outros.

3.3.2 IEEE 2030

A padronização da série IEEE 2030⁶ buscou elaborar um guia para a interoperabilidade entre os atuais sistemas de potência e as tecnologias que serão adicionadas nestes, se preparando para o conceito de *Smart Grids*. Este atualmente é dividido em três complementos:

- ▶ IEEE P2030.1, *Guide for Electric-Sourced Transportation Infrastructure*;
- ▶ IEEE P2030.2, *Guide for the Interoperability of Energy Storage Systems Integrated with the Electric Power Infrastructure*;
- ▶ IEEE P2030.3, *Standard for Test Procedures for Electric Energy Storage Equipment and Systems for Electric Power Systems Applications*.

Para a atual infraestrutura de transporte sustentar os novos veículos elétricos que já estão sendo produzidos é necessário modificá-la, tendo um planejamento sustentável. Esta é a proposta da padronização IEEE 2030.1, em que são apontados aspectos relevantes para este planejamento. O IEEE 2030.2 trata dos dispositivos de armazenamento de energia que irão ser conectados ao sistema elétrico de potência, dando uma base de conhecimento em função do desempenho, critérios de operação, avaliação e testes. Existem hoje no mercado novos dispositivos de armazenamento de energia, os dispositivos elétricos, sendo estes tratados no IEEE P2030.3.

A seguir será apresentado o caso brasileiro referente as várias políticas de incentivo ao uso de fontes renováveis e à geração distribuída.

6 <http://grouper.ieee.org/groups/scc21/2030_series/2030_series_index.html>

3.4 HISTÓRICO REGULATÓRIO NO BRASIL

Em nível nacional, o interesse pela GD tem seus primórdios por meio do Decreto-Lei⁷ nº 1.872, de 21 de maio de 1981⁸, que dispunha sobre a aquisição pelos concessionários de energia elétrica excedente gerada por Autoprodutores de Energia Elétrica (APEs) (BRIGHENTI, 2003). Contudo, apesar de um tanto quanto recente, dez anos mais tarde, o Brasil publicaria uma lei polêmica e que resultava em nenhum fomento para a geração de energia de pequeno porte. Ela se propusera a definir crimes contra a estrutura econômica e criava o sistema de estoque de combustíveis que atingiu principalmente o Gás Liquefeito do Petróleo (GLP).

[...] a lei brasileira 8176/91, que proíbe a utilização do GLP para geração de energia elétrica. Há que se registrar que essa lei foi editada há mais de 10 anos quando a existência de subsídios importantes e a ocorrência da guerra do Golfo com suas consequências para a economia mundial justificavam tal medida. Não existindo nem uma condição, nem outra, sua manutenção funciona como barreira para entrada no mercado de potenciais provedores de geração distribuída que pretendessem utilizar o GLP. (LORA; HADDAD, 2003)

Relacionado a este estudo, faz-se necessária a menção de algumas leis, decretos, resoluções, entre outros instrumentos legais, que possuem uma ligação direta ou indireta com o tema e facilitaram a compreensão dos problemas e dificuldades que a GD e a sua conexão ao sistema elétrico, estão expostas.

- a) Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995: aborda o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Neste caso o serviço de fornecimento de energia elétrica é público, seja GD ou não, implicando estar de acordo com esta legislação;

7 Decretos-lei: em 1981, as ferramentas políticas eram expressas através de decretos-lei, portarias ministeriais e portarias do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAEE) (BRIGHENTI, 2003).

8 Decreto-lei nº 1.872, de 21 de maio de 1981: dezessete anos mais tarde, seria revogado pela Lei nº 9.648, que dentre variadas alterações, autorizava o poder executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias.

- b) Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995: Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dentre outras providências, insere a figura do produtor independente de energia e delimita como consumidores possíveis da energia produzida por tal, aqueles com carga e tensão, iguais ou superiores a, respectivamente, 10 MW e 69 kV;
- c) Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996: institui a ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências;
- d) Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002: cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e trata da expansão da oferta de energia elétrica emergencial, entre outras providências;
- e) Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003: trata da criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica e dá outras providências. O financiamento através do BNDES, para compensar o adiamento de compensações às concessionárias, impacta indiretamente pois envolve algumas tarifas relacionadas com a GD;
- f) Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996 (BRASIL, 1996a): dá a regulamentação sobre a produção de energia elétrica pela figura do produtor independente e autoprodutor de energia, entre outras medidas;
- g) Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 (BRASIL, 2004c): regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dentre outras providências, apresenta e dá significado aos ambientes de contratação de energia Livre e Regulado – ACL e ACR, respectivamente - e coloca a APE como uma das formas de comercialização de energia;
- h) Resolução Normativa nº 281 (ANEEL, 1999), de 1º de outubro de 1999: em que estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica;
- i) Resolução Normativa nº 371, de 29 de dezembro de 1999: em meio a outros atos, trata da comercialização e contratação da reserva de capacidade por APes ou PIEs, para atendimento de unidades consumidoras conectadas as suas instalações de

geração, que representa grande parte da GD. Ainda, conforme o artigo 4º detalha:

“O autoprodutor ou produtor independente de energia que atenda às condições estabelecidas no art. 1º desta Resolução deve realizar a contratação de reserva de capacidade por meio da celebração de Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST ou de Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD específico, a depender das instalações acessadas pelo contratante, em observância ao que dispõem os Procedimentos de Rede ou os Procedimentos de Distribuição, conforme o caso”;

- j) Resolução Normativa nº 652, de 9 de dezembro de 2003: estabelece o enquadramento de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs);
- k) Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004: aprova procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, bem como às entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais, assim como no item a, tem uma relação direta com GD;
- l) Resolução Normativa nº 077, de 18 de agosto de 2004 (ANEEL, 2004b): além de outras providências, determina valores diferenciados das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição para empreendimentos em que a produção de energia se dá por meio de fontes renováveis, incluindo cogeração qualificada, cuja potência injetada não seja superior a 30 MW;
- m) Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004: determina a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, em que é estabelecida a estrutura e a forma de funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- n) Resolução Normativa nº 68 (ANEEL, 2004a), de 8 de junho de 2004: em meio a outras providências, trata do acesso às Demais Instalações de Transmissão, não integrantes da rede básica e da expansão do sistema de transmissão;
- o) Resolução Normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005: que estabelece as condições de comercialização da energia oriunda da GD;

- p) Resolução Normativa nº 206, de 22 de dezembro de 2005: instrumento que determina as condições gerais para suprimento e contratação de energia por concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição com mercado própria inferior a 500 GWh/ano;
- q) Resolução Normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006: impõe condições para a comercialização de energia advinda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades em que a carga total não exceda 500 kW, cria a figura do Agente Gerador Incentivado e o Consumidor Especial, entre outras providências;
- r) Resolução Normativa nº 390, de 15 de dezembro de 2009: estabelece os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas termelétricas (com exceção de term nucleares) e de outras fontes alternativas (esclusas a de origem hidráulica e eólica) de energia, os procedimentos para registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida e dá outras providências;
- s) Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010: que, em substituição à Resolução Normativa nº 456, de 29 de novembro de 2000, vem estabelecer as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada;
- t) Portaria nº 73, de 1º de março de 2010: propõe diretrizes para regulamentar a cessão de excedentes contratuais por consumidores livre e especial;
- u) Resolução Normativa nº 583, de 22 de outubro de 2013: estabelece os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica.

Em 2001, o apagão ocorrido em algumas regiões do país, como a região sudeste onde os reservatórios chegaram a 20% da capacidade máxima em dezembro de 2000 (BRIGHENTI, 2003), exigiu um grande esforço no sentido de ajustes na legislação. Grandes alterações remontam ao início da década de 90 (Ex.: Lei Eliseu - Lei 8.631/1993 que dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências).

Provavelmente, se existisse uma legislação mais desenvolvida na época em relação à GD, poderia ter havido uma contribuição desse tipo

de geração para minimizar os efeitos ou a magnitude do racionamento de energia.

Outra parte importante em relação à regulação deve ser o atendimento de comunidades isoladas, bem como unidades consumidoras agrícolas por meio da GD. Isto só poderá se tornar uma realidade a partir de iniciativas e fomentos concedidos pelo governo para tal processo, alcançando assim os desenvolvimentos social, econômico e cultural de uma região. Para (REIS, 2003): “uma política bem elaborada de incentivo à geração distribuída pode facilitar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis, como vento, calor e luz do sol, quedas d’água e biomassa.”.

Baseado nos fatos e argumentos apresentados, constata-se a necessidade de evolução do arcabouço regulatório no sentido de incentivar a expansão da geração distribuída na matriz energética brasileira, principalmente nos segmentos de micro e minigeração.

3.4.1 Regulação de Micro e Minigeração no Brasil

O processo de regulamentação da micro e minigeração de energia elétrica no Brasil iniciou com a desregulamentação do mercado de energia elétrica e a criação da Geração Distribuída (GD), em 2004, com a Lei nº 10.848 e o Decreto nº 5.163 (BRASIL, 2004c). A GD teve uma participação mais expressiva no atual parque gerador brasileiro devido aos incentivos e metas estabelecidos pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) em 2002 e com o Decreto nº 5.025 de 2004.

Podem-se enumerar outros fatos importantes para a regulamentação no Brasil:

- 1) o projeto piloto de GD com saneamento ambiental realizado pela COPEL, iniciado em 2008, no qual esta desenvolveu um sistema de proteção, permitindo a conexão segura de pequenas centrais geradoras ao sistema de distribuição local, que por vezes se caracteriza como um consumidor de energia elétrica e outras, como gerador, entregando o excedente à rede de distribuição. A COPEL criou um “Manual Instrutivo”, que estabeleceu padrões para a conexão de pequenas unidades geradoras à rede de distribuição de baixa tensão;
- 2) em janeiro de 2010 contava na agenda regulatória da Superintendência de Regulação dos serviços de Distribuição (SRD) a busca pela diminuição dos obstáculos para acesso de

- pequenas centrais de geração ao sistema de distribuição;
- 3) em maio de 2010 o instituto IDEAL, através de uma análise investigativa, solicitou o aumento do desconto da Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) de 50% para 100% para a energia fotovoltaica. O fato motivador do pedido reside na instalação de painéis fotovoltaicos nos estádios de futebol que seriam utilizados na Copa do Mundo de 2014, e a viabilização da venda da energia excedente no mercado livre;
 - 4) também em maio de 2010 houve a solicitação da Ventos do Brasil Energia Renováveis para instalar aerogeradores de pequeno porte (inferior a 1MW) na rede da distribuidora e utilizar o conceito de *Net Metering* para gerar créditos da energia produzida, em kWh, para ser utilizado posteriormente para abater a energia utilizada pela unidade consumidora onde o gerador está instalado;
 - 5) a Consulta Pública nº 015/2010 realizada pela SRD, no período de 10/09/2010 a 9/11/2010, para receber contribuições da sociedade sobre as questões apresentadas na Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL, de 8/09/2010. Esta, através da Nota Técnica nº 0004/2011-SRD/ANEEL, de 9/02/2011 apresenta o resultado da análise das 577 contribuições enviadas por 39 agentes, incluindo representantes das distribuidoras, geradoras, universidades, fabricantes, consumidores, comercializadores, empresas de engenharia e demais interessados no tema;
 - 6) a Procuradoria Federal emitiu o Parecer nº 0282/2011-PGE/ANEEL, de 9 de maio de 2011, concluindo pela competência da ANEEL para regular o Sistema de Compensação de Energia (*Net Metering*). Adicionalmente, os regulamentos podem obrigar a distribuidora a adotar o Sistema de Compensação de Energia se o consumidor com geração distribuída solicitar, desde que sejam respeitadas as condições técnicas das redes e que os custos pela troca dos medidores sejam arcados pelo acessante;
 - 7) em outubro de 2011 houve a Audiência Pública nº 0042/2011 em que o objetivo era obter contribuições à minuta de Resolução Normativa para reduzir as barreiras para a instalação de micro e minigeração distribuída incentivada e alterar o desconto na TUSD e TUST para usinas com fonte solar; e
 - 8) em 2012 são aprovados através da Resolução Normativa nº 481, de 17 de Abril de 2012 o desconto modificado para TUSD e

TUST para energia fotovoltaica e a Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012, o acesso da mini e microgeração.

A Resolução Normativa nº 481/2012 alterou a Resolução Normativa nº 77/2004, que prevê um desconto para usinas solares fotovoltaicas com potência maior que 30MW, de 50% para 80% na TUSD e TUST. Este desconto é dado para usinas que entrarem em operação até 2017, por 10 anos, sendo que as usinas que se instalarem depois terão direito ao desconto de 50%.

Já a Resolução Normativa nº 482/2012 estipulou regras para a entrada da mini e microprodução de energia elétrica, definindo-as conforme a Tabela 2.

Tabela 2: Resumo da Micro e Minigeração Distribuída no Brasil.

	Microgeração	Minigeração
Fonte	Base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, não despachadas pelo ONS.	
Potência	Menor ou igual a 100kW.	Maior que 100kW e menor que 1 MW.
Contratos	Dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão para a central geradora que participe do sistema de compensação de energia elétrica.	
	Relacionamento Operacional.	Acordo Operativo
Viabilização do Acesso	Apenas necessárias as etapas de solicitação e parecer de acesso, dispensando a apresentação do Certificado de Registro, cabendo à concessionária o envio dos dados à ANEEL, a fim de registro. Eventuais estudos técnicos descritos no item 5, Seção 3.2, do PRODIST são de responsabilidade da distribuidora.	

A Resolução nº 482 da ANEEL (ANEEL, 2012b) facilita o acesso ao Sistema de Distribuição de Micro e Minigeração Distribuídas. Abaixo

estão descritos vários pontos de incentivo e regulamentação:

- ▶ redução de barreiras para Geração Distribuída de Pequeno Porte (Até 1MW);
- ▶ fonte incentivada (solar, eólica, biomassa, hídrica e cogeração qualificada), Conectadas na Rede de Distribuição (MT e BT);
- ▶ REN nº 481/2014: Elevação dos descontos na TUSD/TUST para geração solar para 80% com até 30 MW de potência injetada;
- ▶ Sistema de Compensação de energia – *Net Metering* – Validade de créditos – 36 meses;
- ▶ Lei nº 10.848/2004: GD como opção para Distribuição;
- ▶ regulamentado pelo Decreto nº 5.163/2004;
- ▶ regulado pelas REN nº 167/2005 e nº 228/2006;
- ▶ Lei nº 9.427/1996 (alterada pela Lei nº 11.488/2007);
- ▶ REN nº 077/2004 (alterada pela REN nº 271/2007);
- ▶ microgeração:
 - Consulta Pública nº 15/2010, realizada de 10/09 a 9/11/2010 disponibilizou a NT nº 0043/2010-SRD/ANEEL;
 - REN nº 482/2012 e REN nº 481/2012: Desconto na TUSD/TUST;
- ▶ REN nº 414/2010 (tarifas) e REN nº 517/2012 (alterou a 414/2010 e 482/2012);
- ▶ REN nº 481/2012:
 - altera a REN nº 077/2004, que prevê um desconto para usinas solares fotovoltaicas, de 50% para 80% na TUSD e TUST;
 - desconto dado para usinas que entrarem em operação até 2017, por 10 anos, sendo as usinas que se instalarem depois voltarão ao desconto de 50%.

3.4.2 Formas de Caracterização dos Geradores

Nesta seção são apresentadas as formas como os agentes da classe geração podem ser caracterizados no âmbito do SEB, bem como as suas principais formas de interação com o mercado de energia, destacando-se aspectos relacionados às formas de conexão, comercialização, participação nas políticas de incentivo e demais requisitos necessários para a perfeita adequação desses ao sistema.

O produtor independente ou autoprodutor de energia elétrica pode vender a energia elétrica produzida por meio de concessão, autorização

ou registro na ANEEL. Na Tabela 3 é destacada a legislação e os limites para cada tipo de contrato para PIE e APE.

Tabela 3: Formas de outorga para a produção de energia elétrica na ANEEL.

Produção		
Concessão	Autorização	Registro
Potenciais hidráulicos > 1.000 kW por PIE (Lei nº 9.074/1995 e Dec. nº 2.003/1996)	Potenciais hidráulicos > 1.000 kW e ≤ 10.000 kW, de uso exclusivo de APE (Lei nº 9.074/1995 e Dec. nº 2.003/1996)	Potenciais hidráulicos ≤ 1.000 kW (Lei nº 9.074/1995) e por PIE (Dec. nº 2.003/1996)
Potenciais hidráulicos > 10.000 kW (Lei nº 9.074/1995) por APE e (Dec. nº 2.003/1996)	Potenciais hidráulicos > 1.000 kW e ≤ 30.000 kW, por PIE e APE (Lei nº 9.648/1998 e REN nº 247/2006)	Potenciais hidráulicos ≤ 10.000 kW por APE (Dec. nº 2.003/1996)
Usinas termelétricas > 5.000 kW (Lei nº 9.074/1995)	Usinas termelétricas > 5.000 kW, uso exclusivo de APE (Lei nº 9.074/1995) e PIE e APE (Dec. nº 2.003/1996)	Usinas termelétricas ≤ 5.000 kW e usinas solares PIE e APE (Lei nº 9.074/1995 e Dec. nº 2.003/1996)

Os conceitos envolvidos são descritos abaixo, conforme indica o Módulo 20 – Glossário de Termos Técnicos – dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (ANEEL, 2014):

- **Permissão:** Delegação da prestação de um serviço, a título precário, feita pelo Poder Concedente, mediante licitação, à pessoa física ou jurídica que demonstre capacidade de desempenho nessa prestação de serviço, por sua conta e risco;
- **Autorização:** Ato unilateral, precário e discricionário do Poder Público, por meio do qual é permitida a terceiros a execução de determinado

serviço para atender interesses coletivos instáveis ou situações de emergência transitória.

O registro é o procedimento realizado na ANEEL para documentar centrais geradoras com capacidade instalada reduzida, sendo também descrito nas Resoluções da ANEEL n^{os} 390/2009 (ANEEL, 2006b) e 391/2009 (ANEEL, 2009b) para os casos de térmicas, solar ou eólica.

3.4.3 Políticas de Incentivo no Brasil

Nas políticas de incentivo existem diferentes estratégias para incentivar a instalação de GD a partir de fontes renováveis. Conforme a Nota Técnica n^o 0043/2010 – SRD/ANEEL (ANEEL, 2010b), os principais mecanismos utilizados são:

- Criação de uma tarifa especial (*Feed-in Tariffs*) para cada tipo de fonte;
- Adoção do sistema de medição líquida da energia injetada na rede de distribuição, descontado o consumo, e utilização desse crédito no abatimento da fatura nos meses posteriores (*Net Metering*);
- Estabelecimento de quotas de energia, por fonte, que devem ser compradas compulsoriamente pelas distribuidoras (*Quota Obligation*).

Em relação à política atualmente regulamentada no Brasil, a partir da criação da REN n^o 482/2012 (*Net Metering*), analisando-se os aspectos relacionados a preço, volume e regularidade de abastecimento quando comparados às políticas de incentivo como o *Feed-in Tariffs* e *Quota Obligation*, apresenta-se na Tabela 4 uma análise comparativa.

Tabela 4: Comparação entre estratégias de incentivo para GD.

Tipo de risco	<i>Feed-in Tariffs</i> (FIT)	<i>Quota Obligation</i>	<i>Net Metering</i>
Preço	O preço fixado pelo FIT não depende do mercado, anulando riscos de queda de preço para o produtor, que fica assegurado contra a volati-	O valor do certificado depende das condições de oferta e demanda que são determinadas pela adesão de novos geradores ao	Não há preço estipulado, pois é definido como doação para a distribuidora que disponibiliza ao consumidor, na forma de compen-

Tipo de risco	<i>Feed-in Tariffs (FIT)</i>	<i>Quota Obligation</i>	<i>Net Metering</i>
	<p>lidade dos preços do mercado, e assim, reduz gastos com operações de <i>hedging</i> nos empréstimos.</p>	<p>sistema de quotas. Se houver aumento no número de produtores, a fim de alcançar as metas do governo, haverá aumento na oferta de certificados, levando a redução do preço.</p>	<p>sação, para o consumo em até 36 meses a partir da injeção na rede. Existe um fator de peso que varia conforme o horário de injeção e consumo. O ICMS é tratado diferente para cada estado.</p>
Volume	<p>Os agentes de distribuição são obrigados a contratar toda a energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis, dando ao gerador garantia de que não ficará com capacidade ociosa.</p>	<p>O <i>Quota Obligation</i> possui risco de volume não comercializado. Com o alcance da meta estabelecida pelo órgão regulador, o produtor não tem garantias de que comercializará a produção adicional.</p>	<p>O volume depende do tipo de conexão do consumidor, em que a potência instalada fica limitada à carga instalada para os do grupo B e à demanda contratada para os do grupo A.</p>
Regulabilidade de Abastecimento	<p>Com o problema da intermitência de algumas fontes, como a solar e eólica, outros sistemas poderiam penalizar os geradores pela interrupção da produção. O FIT remunera pelo número de kWh gerados, o que não penaliza o gerador pela interrupção do fornecimento.</p>	<p>O <i>Quota Obligation</i> estabelece a demanda para as Energias Renováveis, mas não dá outro suporte.</p>	<p>Não há penalidades para a intermitência na geração de energia elétrica.</p>

3.4.4 Comercialização de energia no Brasil

Uma questão relevante no estabelecimento de políticas para a expansão da GD na Matriz Energética Brasileira (MEB) é a forma como essa energia pode ser comercializada no mercado no modelo regulatório vigente.

A Tabela 5 mostra alguns detalhes sobre a comercialização de energia na GD, em que o PIE ou APE poderá comercializar a energia elétrica.

Tabela 5: Comercialização de energia em GD.

Comercialização		
Venda por PIE – Lei nº 9.074/1995	Necessidade de AutORIZAÇÃO - Lei nº 9.648/1998	Comercialização no âmbito do SIN – REN nº 247/2006
Concessionária de serviço público de energia elétrica.	A compra e venda de energia elétrica, por agente comercializador.	Potenciais hidráulicos > 1.000 kW e ≤ 30.000 kW, destinados à PIE e APE.
Consumidores com carga ≥ 10.000 kW com tensão ≥ 60 kV. Contratação da totalidade ou parte do consumo.	A importação e exportação de energia elétrica, bem como a implantação dos respectivos sistemas de transmissão associados.	Potência instalada ≤ 1.000 kW.
Consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial.	Comercialização eventual e temporária, por APE, de seus excedentes de energia elétrica, com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.	Empreendimentos cuja fonte primária de geração seja a biomassa, energia eólica ou solar, de potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição ≤ a 30.000 kW.
Após 2003, o consumidor com carga ≥ 3.000 kW, atendido em qualquer tensão,	-	-

pode escolher o fornecedor.		
-----------------------------	--	--

3.4.5 Comercialização Varejista

Com o aumento da migração de consumidores especiais para o mercado livre, aumentou-se sobremaneira o volume de operações comerciais no âmbito da CCEE. Uma forma de contornar esse problema e resolver outros associados ao processo de migração de consumidores cativos para o mercado livre, em função do custo associado (medição, contribuição associativa, entre outros) está sendo discutida no âmbito regulatório a figura do Comercializador Varejista (CV), agente este que poderia agregar vários outros agentes menores como microgeradores e minigeradores, consumidores especiais, entre outros, e representá-los perante o mercado, como apresentado a seguir.

O comercializador varejista poderá representar os consumidores aptos à aquisição de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre – ACL e os detentores de concessão, autorização ou registro de geração com capacidade instalada inferior a 50 MW não comprometidos com Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado – CCEAR, Contrato de Energia de Reserva – CER ou Cota (ANEEL, 2013). O comercializador varejista permitirá o gerenciamento da energia e responsabilidades desses clientes perante a CCEE. Isto facilitará a migração de consumidores especiais (de 0,5MW a 3MW), os quais representam 45% da CCEE. Esses novos agentes delegarão a gestão de energia aos agentes comercializadores de grande porte e com experiência de gestão. Por meio de uma breve análise da legislação pode-se destacar:

- ▶ CL - Arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, Consumidor Especial – Instituído no art. 26 da Lei nº 9.427/1996 (alterada pela Lei nº 11.943/2009 - ampliação da oferta de energia para consumidor especial);
- ▶ regulado pela REN nº 247/2006;
- ▶ alterada pela REN nº 323/2008; e
- ▶ regulamentado pela REN nº 570/2013 - Estabelece os requisitos e procedimentos atinentes à comercialização varejista de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).

No Quadro 1 mostra-se um resumo da legislação que envolve a comercialização varejista.

Quadro 1: Legislação sobre Comercialização Varejista.

<p>REN nº 570/2013 – Art. 3º São elegíveis a serem representados, na comercialização varejista:</p> <p>I – os consumidores com unidades consumidoras aptas à aquisição de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre -ACL; e</p> <p>II – os detentores de concessão, autorização ou registro de geração com capacidade instalada inferior a 50 MW não comprometidos com Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado – CCEAR, Contrato de Energia de Reserva – CER ou Cotas.</p>
<p>REN nº 570/2013 – Art. 4º Para a comercialização varejista, no âmbito da CCEE, devem ser observados os seguintes critérios:</p> <p>IV – pode-se contratar energia elétrica de qualquer fonte de geração para o atendimento de unidades consumidoras enquadradas no art. 15 ou 16 da Lei nº 9.074, de 1995;</p> <p>VI – é permitida a aquisição parcial de energia elétrica junto à distribuidora local.</p>
<p>Lei nº 9.074/1995 – Art. 15 §2º ... os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado.</p>
<p>Lei nº 9.074/1995 – Art. 16 É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.</p>
<p>REN nº 247/2006 – Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, as condições para a comercialização de energia elétrica, no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN, do Consumidor Especial com geração oriunda de:</p> <p>I - aproveitamentos de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinados à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica;</p> <p>II - empreendimentos com potência instalada igual ou inferior a 1.000 kW;</p> <p>III - empreendimentos cuja fonte primária de geração seja a biomassa,</p>

energia eólica ou solar, de potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição menor ou igual a 30.000 kW.

REN nº 247/2006 – Art. 1º §2º ...

I - Consumidor Especial: consumidor responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo “A”, integrante(s) do mesmo submercado no SIN, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW. Sendo que, na **Consulta Pública nº 16/2014** está pautado a “**Vedação à Representação de Comunhão de Consumidores Especiais**”, sendo considerado para **ajustes da REN nº 570/2013**.

REN nº 247/2006 – Art. 6º O Consumidor Especial deverá garantir o atendimento a 100% (cem por cento) da sua respectiva carga, em termos de energia e potência, por intermédio de **geração própria, de contrato de fornecimento com agente de distribuição ou de CCEI**.

3.5 LEGISLAÇÃO ESPECÍFICA PARA MICRO E MINIGERAÇÃO

Algumas especificidades para as Micro e Minigerações valem ser aprofundadas, tendo em consideração a importância para este trabalho.

Os procedimentos que permitem o livre acesso da geração distribuída aos sistemas de distribuição envolvem principalmente os seguintes documentos:

- Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - abrange os requisitos de conexão: regulatórios, técnicos e comerciais do acesso às redes elétricas:
 - Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição;
 - Módulo 5 – Sistemas de Medição; e
 - Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.

3.5.1 Níveis de Tensão para Micro e Minigeração

O Módulo 3 do PRODIST (ANEEL, 2012d) estabelece os níveis de tensão; contudo, a quantidade de fases ou nível de tensão da conexão da CG serão definidos pela distribuidora em função das limitações técnicas da rede. Para a definição da tensão de conexão do acessante devem ser consideradas as faixas de potência indicadas na Tabela 6.

Tabela 6: Níveis de tensão considerados para conexão de micro e minicentrals geradoras.

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)
10 a 100 kW	Baixa Tensão (trifásico)
101 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico)/Média Tensão
501 kW a 1 MW	Média Tensão

Fonte: Módulo 3 do PRODIST (BRASIL, 2002).

3.5.2 Requisitos Mínimos do ponto de conexão da micro e minigeração distribuída

O Módulo 3 do PRODIST (ANEEL, 2012d) estabelece os requisitos mínimos do ponto de conexão e a Tabela 7 lista esses requisitos em função da potência instalada.

Tabela 7: Requisitos mínimos para Micro e Minigeração Distribuída.

Equipamento	Potência Instalada		
	Até 100 kW	101 até 500 kW	501 kW até 1MW
Elemento de Desconexão (1)	Sim	Sim	Sim
Elemento de Interrupção (2)	Sim (3)	Sim (3)	Sim
Prot. de Sub e Sobretensão	Sim (3)	Sim (3)	Sim
Proteção de Sub e Sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Relé de Sincronismo	Sim	Sim	Sim

Equipamento	Potência Instalada		
	Até 100 kW	101 até 500 kW	501 kW até 1MW
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Ensaaios (equipamentos conf. normas)	Sim (4)	Sim (4)	Sim (4)
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanceamento de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Transformador de Acoplamento	Não	Sim	Sim
Estudo de Curto Circuito	Não	Sim (5)	Sim (5)
Medição bidirecional	P (kW) (6)	P(kW) e Q(kvar)	P(kW) e Q(kvar)

Fonte: (BRASIL, 2002).

Notas: (1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema;

(2) Elemento de interrupção automático acionado por proteção para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção para minigeradores distribuídos;

(3) Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção;

(4) O acessante deve apresentar certificados (nacionais ou internacionais) ou declaração do fabricante que os equipamentos foram ensaiados conforme normas técnicas brasileiras ou, na ausência, normas internacionais;

(5) Se a norma da distribuidora indicar a necessidade de realização estudo de curto-circuito, cabe à acessada a responsabilidade pela sua execução;

(6) O sistema de medição bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede.

3.5.3 Comercialização – Mercado Regulado

No caso de micro e minigeração distribuída, tem-se as CGs oriundas de consumidores conectados nas distribuidoras e que podem ser consumidores cativos. O Quadro 2 apresenta alguns aspectos legais que envolvem a comercialização desta energia.

Quadro 2: Resumo da legislação pertinente à comercialização dos consumidores conectados nas distribuidoras.

<p>REN nº 167/2005 – Art. 2º. Na contratação de energia elétrica proveniente de geração distribuída o agente de distribuição deverá optar por uma das seguintes formas:</p> <p>I – processo de chamada pública, de forma a garantir a publicidade, transparência e igualdade aos interessados; ou</p> <p>II – compra de energia elétrica produzida pela empresa de geração decorrente da desverticalização.</p>
<p>REN nº 167/2005 – Art. 3º. O montante de energia elétrica contratada na opção prevista no inciso I do art. 2º não poderá exceder o limite de 10% (dez por cento) da carga do agente de distribuição, verificado no momento da contratação e com base na carga dos 12 (doze) meses precedentes.</p>
<p>REN nº 167/2005 – Art. 3º-A. A contratação de energia de geração distribuída implica, conforme regulamentação específica, a celebração dos seguintes contratos por parte da central geradora: (Incluído pela REN ANEEL 607 de 18.03.2014)</p> <p>...</p> <p>III - Contrato de Compra e Venda de Energia – CCVE com a distribuidora compradora. (Incluído pela REN ANEEL nº 607 de 18.03.2014)</p> <p>§ 1º O CCVE deverá ser registrado na ANEEL e na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, para efeitos de contabilização e liquidação, conforme Regras e Procedimentos de Comercialização, bem como tarifários, e conter cláusulas relacionadas a: (Incluído pela REN ANEEL nº 607 de 18.03.2014)</p>

REN nº 482/2012 – Art. 4º. ...

§1º A potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída participante do **sistema de compensação** de energia elétrica **fica limitada à carga instalada**, no caso de unidade consumidora do **grupo B**, ou à **demanda contratada**, no caso de unidade consumidora do **grupo A**.

No próximo tópico será apresentado um resumo da estrutura tarifária utilizada no Brasil, referente ao estudo realizado.

3.5.4 Estrutura Tarifária

A tarifa paga pelos consumidores pela energia e pelo serviço prestado pela distribuidora tem a função de dar retorno aos investimentos realizados para a prestação do serviço de distribuição e compra da energia.

A tarifa é a soma dos custos, gerenciáveis e não-gerenciáveis, acrescidos de uma margem de lucro fixa ou variável, incorridos por todos os componentes da indústria de energia elétrica: geração, transporte (transmissão e distribuição) e comercialização da energia elétrica, mais os encargos e os subsídios. Os tributos ICMS, PIS/COFINS e CIP⁹ não fazem parte da tarifa; contudo, são acrescidos a ela na conta de energia elétrica (MONTALVÃO, 2009).

Ainda, as tarifas adotadas para os consumidores cativos no Brasil, ligados ao sistema de distribuição são definidas em função da classificação dos consumidores, como descritos a seguir:

- ▶ Grupo A - grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia (ANEEL, 2010a): tarifa convencional, horossazonal verde, e horossazonal azul;
- ▶ Grupo B – consumidores com tensão de fornecimento abaixo de 2,3kV: residencial e residencial baixa renda; rural, cooperativa de eletrificação rural e serviço público de irrigação; iluminação Pública; demais classes; e tarifa branca para optantes.

9 PIS - Programa de Integração Social; COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social; ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços; CIP - Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública.

Na Tabela 8 esta apresentado a classificação dos consumidores conforme as características de tensão e tipo de consumidor.

Tabela 8: Grupo A e B - Opção de modalidade tarifária

Grupo		Faixa de tensão (kV)	Opção de modalidade Tarifária		
Grupo A	A1	≥ 230	Azul	-	-
	A2	88 a 138	Azul	Verde	Convencional
	A3	69	Azul	Verde	Convencional
	A3a	30 a 44	Azul	Verde	Convencional
	A4	2,3 a 25	Azul	Verde	Convencional
Grupo B	B1	Residencial	-	-	Convencional
	B2	Rural	-	-	Convencional
	B3	Comercial	-	-	Convencional
	B4	Iluminação pública	-	-	Convencional

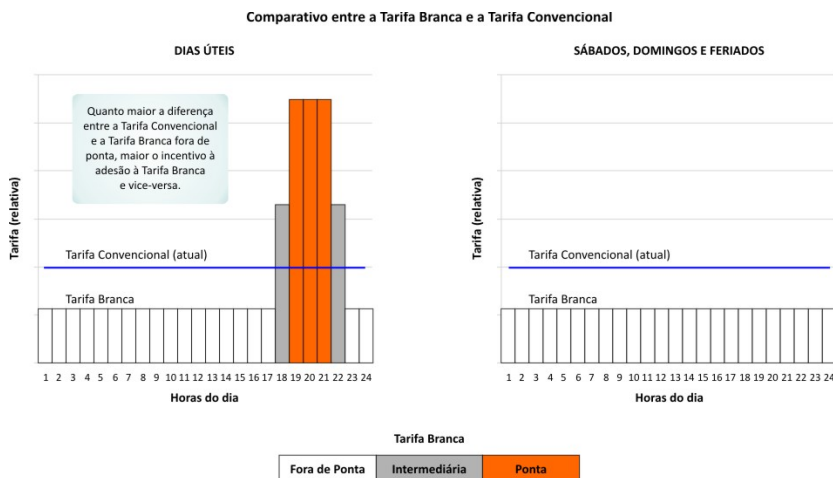
As tarifas dos consumidores do grupo A são binômias¹⁰, e as tarifas horossazonais azul e verde possuem diferenciação em relação ao horário, de ponta e fora da ponta, enquanto as do grupo B são monômias¹¹, e somente para a tarifa branca¹² existe a diferenciação entre os horários de ponta, intermediário e fora de ponta, conforme mostrado na Fig. 7.

10 Paga-se uma demanda contratada (R\$/MW) e o consumo (R\$/MWh).

11 Paga-se pelo consumo (R\$/MWh).

12 Tarifa com custo maior para três horas de ponta (consecutivas e estipuladas pela distribuidora), custo intermediário para uma hora anterior e posterior a ponta e um custo menor para os demais horários.

Figura 7: Comparação da tarifa branca com a Convencional



Fonte: CCEE

Sendo a Tarifa Horária Branca aplicada a partir de 2015 para os consumidores do Grupo B que desejarem optar por esta forma de tarifa.

Também foram acrescentadas em 2013, pela REN nº 547/2013, três diferentes bandeiras tarifárias para consumo dependendo do Custo Marginal de Operação (CMO) e do Encargo de Serviços de Sistema por Segurança Energética (ESS_SE), que indica a situação do custo final da energia por meio de bandeiras nas cores verde, amarela e vermelha. A bandeira verde representa condições favoráveis à geração de energia elétrica, com a bandeira amarela há aviso de que o custo de produção de energia elétrica aumentou e os reservatórios de água estão baixos, já a bandeira vermelha indica aumento elevado no custo da energia elétrica com o acionamento de termelétricas. A utilização de determinada bandeira depende da comparação do valor vigente com um valor de referência estabelecido pela ANEEL (2012d).

3.5.5 Sistema de compensação de Energia (*NET Metering*)

Este sistema foi adotado para incentivar a geração distribuída no Brasil, de modo que se possa otimizar o uso do sistema de distribuição, buscando-se uma eficiência, com redução de perdas, postergação de investimentos na expansão da distribuição e maior robustez para o

sistema. Além disso, por não envolver aspectos financeiros de compra e venda, este sistema de incentivo facilita os aspectos contábeis, questão complicada no sistema tributário brasileiro. Este sistema é conhecido internacionalmente como *Net Metering* e é utilizado em países da Europa e nos EUA (JONES; IRWIN; IZADIAN, 2010), entre outros, conforme pode ser observado na Tabela 1, apresentada na Seção 3.2.

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica funciona como uma bateria virtual, em que o excedente gerado pelo acessante é transferido para a distribuidora, que compensa na fatura do mesmo período ou em até 36 meses após a geração. A compensação é prioritária para o consumo na própria CG, mas poderá ser compensada em outras unidades de carga do mesmo proprietário, verificado por meio do CPF ou do CNPJ raiz, com o acesso na mesma distribuidora.

A forma de troca de energia elétrica não é caracterizada como comercialização, sendo o entendimento que se trata de produção para uso próprio. Segundo a Advocacia Geral da União, em seu parecer nº 0108/2012/PGE- ANEEL/PGF/AGU, é indicado que o contrato que se amolda melhor a esta descrição é o de mútuo, que é um empréstimo gratuito de coisa fungível, que está expresso no Art. 586 do Código Civil. A Procuradoria Geral da ANEEL indica que não se aplica a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) sobre o excesso de energia gerada pela central geradora, expresso no Parecer nº 169/2010 – PGE/ANEEL, pois limitam-se à energia comercializada pelo gerador, não incidindo na energia gerada e consumida por ele próprio em locais distintos (ANEEL, 2011).

No que tange às taxas incidentes no Sistema de Compensação de Energia Elétrica existe o Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) que depende de legislação estadual. Por exemplo, em Minas Gerais já existe a Lei nº 20.824, de 31 de julho de 2013, estabelecendo que o ICMS no Estado deve ser cobrado apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pelos micro e minigeradores, no prazo de 5 anos (ANEEL, 2014). No Rio de Janeiro tramita o Projeto de Lei nº 2.287/2013 que propõe a isenção do ICMS da energia injetada na distribuição e posteriormente consumida, em conformidade com a Resolução nº 482, de 17 de abril de 2012. Em outros estados está sendo estudado a possibilidade de isenção do ICMS; por sua vez, entretanto, o PIS/COFINS é um tributo federal e continua sendo cobrado, mas é menos significante que o ICMS. Em 22 de abril de 2015 foi criado o

convênio ICMS nº 16, que autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Alguns estados como Ceará, Tocantins, Rio Grande do Norte, Goiás, Pernambuco e São Paulo, já aderiram convênio ICMS nº 16.

No caso de utilização da Tarifa Horária Branca, em que há diferença no valor da energia conforme a hora do dia, como referência para uso de painéis solares no Sistema de Compensação de Energia Elétrica, tem-se o agravante de que a geração de energia elétrica é realizada nos horários em que a energia vale menos. Neste caso a compensação será proporcional ao valor da energia no momento da injeção e, se for consumida nos horários de maior custo, receberá menos energia do que injetou (ANEEL, 2014).

Após uma visão/conhecimento da legislação vigente particular à GD, mais especificamente à micro e minigeração, reconhece-se que existem mais formas de um consumidor cativo ou livre tornar-se um *prosumer* (produz sua própria energia) e de que forma ele pode interagir com o mercado, adequando-se a uma das políticas de incentivo que podem ser utilizadas para incentivar a expansão do SEB, sendo uma delas a estabelecida pela REN nº 482/2012, conforme descrito anteriormente, neste capítulo.

No próximo capítulo será apresentado um estudo de caso em que utiliza a tarifa horária branca, em associação com microgeração e minigeração, com o objetivo de analisar a atratividade para consumidores cativos.

4 ESTUDO DE CASO – ANÁLISE DE VIABILIDADE DE CONEXÃO DE MICRO E MINIGERAÇÃO DE UMA UNIDADE CONSUMIDORA

Atualmente está em nível mundial, uma busca de mecanismos tarifários e de conscientização no uso eficiente da energia elétrica, bem como a inserção de fontes renováveis na matriz energética de diversos países. Essa busca é motivada pelo propósito de redução dos gases poluentes, que passa pela substituição de fontes convencionais de energia por renováveis que possibilitam a implantação do conceito de geração distribuída de modo que o consumidor seja produtor de sua própria energia elétrica.

No caso Brasileiro, a busca supracitada está se realizando pela otimização do consumo de energia e pela promoção de novas fontes de geração, como a GD, devido à redução de recursos energéticos como a água, que é nossa principal fonte para geração de energia elétrica. Dessa forma neste capítulo é apresentado um estudo de implantação de GD em uma residência, de um consumidor cativo, com o objetivo de avaliar o comportamento da carga e dos custos envolvidos com o uso de geração fotovoltaica e o uso de tarifa horária branca, que são mecanismos de incentivo para promoção de eficiência energética no contexto em tela.

O estudo em questão envolve vários elementos da legislação brasileira detalhadas nos capítulos anteriores, sendo aplicadas principalmente a REN n° 482/2012 para microgeração e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), a REN n° 547/2013 para as bandeiras tarifárias e a REN n° 414/2010 que regulamenta, dentre outros, as tarifas envolvidas para o faturamento de energia elétrica consideradas nos casos estudados. A análise qualitativa do arcabouço regulatório apresentada é demonstrada por um estudo específico, onde é considerado residências unifamiliares com alimentação trifásica e a possibilidade de instalação de unidades fotovoltaicas.

Este capítulo visa apresentar um estudo, em que foi considerado quatro tipos de consumo, para um típico consumidor cativo residencial, a saber: C1 – consumo médio mensal de 200 kWh/mês; C2 – consumo médio mensal de 500 kWh/mês; C3 – consumo médio mensal de 700 kWh/mês e C4 – consumo médio mensal de 1000 kWh/mês, sendo estas residências configuradas como casa de alvenaria unifamiliar com alimentação trifásica. Considerando-se que o consumo mínimo cobrado é de 100 kWh/mês para o caso de residências com ligação trifásica, o menor valor avaliado foi de 200 kWh/mês que representa uma folga de

50% do consumo para uso de geradores fotovoltaicos com o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Para os demais valores considera-se uma variação na carga representando diferentes tipos de consumidores com elementos que permitam o deslocamento de determinadas cargas conforme o posto tarifário. Para a simulação são consideradas quatro tipos diferentes de residências unifamiliares que possuem diferentes tipos e características de carga, sendo especificadas na Tabela 9.

Tabela 9: Tipos de residências considerados para a simulação.

	Consumo médio mensal (kWh)			
	200 (C1)	500 (C2)	700 (C3)	1000 (C3)
Número de pessoas	2	2	4	4
Equipamentos				
Lâmpadas	2x15W 4x25W 2x40W 1x100W	5x15W 6x25W 4x40W 3x100W	5x15W 6x25W 4x40W 3x100W	5x15W 10x25W 6x40W 3x100W
Geladeira	1x110W	1x110W	2x110W	1x110W
Freezer	-	-	-	1x150W
Chuveiro	1x5kW	1x5kW	2x5kW	2x5kW
Torneira elétrica	-	1x3,5kW	1x3,5kW	1x3,5kW
Ventilador de teto	-	1x120W	2x120W	2x120W
Ventilador portátil	1x60W	1x60W	1x60W	1x60W
Lava louça	-	-	-	1x1,5kW
Lava roupa	1x500W	1x500W	1x500W	1x500W
Televisor	1x120W	1x220W	2x220W	2x220W
Torradeira	-	1x800W	1x800W	1x800W
Computador	2x150W	2x150W	2x150W	2x150W
Cafeteira	1x600W	1x600W	1x600W	1x600W
Forno elétrico	-	1x1000W	1x1000W	1x1000W
Exaustor cozinha	-	1x170W	1x170W	1x170W

	Consumo médio mensal (kWh)			
	200 (C1)	500 (C2)	700 (C3)	1000 (C3)
Micro-ondas	1x1,2kW	1x1,2kW	1x1,2kW	1x1,2kW
Ar-condicionado	-	1x1,16kW	2x1,16kW	2x1,16kW
Outras cargas	1x350W	1x350W	1x350W	1x350W

Adaptado da fonte <<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View={E6BC2A5F-E787-48AF-B485-439862B17000}>> acessada em 18/11/2014 e do relatório do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), (ELETROBRÁS, 2007).

A avaliação considera a possibilidade de deslocamento de algumas cargas durante o horário de ponta, fazendo-se uma análise conjunta com a aplicação da tarifa branca. Além destes fatores, foi observado o comportamento financeiro do custo mensal nos casos de bandeiras tarifárias verde, amarela e vermelha, bem como a implantação de microgeração por meio de painéis fotovoltaicos utilizando o incentivo da compensação de energia (*Net Metering*) estabelecido pela REN nº 482/2012. Foi considerado a concessionária CELESC¹³ como referência para os dados de tarifação e informações da tarifa horária branca, já que para a instalação de painéis fotovoltaicos considerou-se a cidade de Florianópolis como local da instalação. Os dados de radiação solar e temperatura ambiente foram adquiridos do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) através do Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA)¹⁴.

Na próxima seção descrevem-se as características da microgeração fotovoltaica utilizada nos modelos de unidades consumidoras.

4.1 CARACTERÍSTICAS DOS PAINÉIS SOLARES

Foi considerado que todas as unidades consumidoras deste estudo de caso possuem microgeração solar fotovoltaica, constituída de painéis solares em conjunto com controladores de carga e inversores de frequência, sendo a menor fração representada por um painel com 250 Wp, conforme as características apresentadas no Quadro 3.

13 <<http://novoportal.celesc.com.br/portal/index.php/duvidas-mais-frequentes/tarifa>>

14 <<http://sonda.ccst.inpe.br/index.html>>

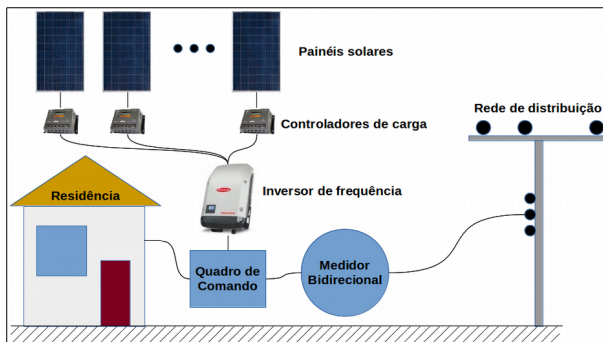
Quadro 3: Dados do painel solar com 250 Wp.

- ✕ Rendimento de 15,0 %
- ✕ *Temperature coefficient of Pmax* (0,45 %/°C)
- ✕ Área do painel = 1650 x 990 mm (1,6335 m²)
- ✕ Preço - R\$ 1.099,00 por placa
- ✕ Marca/modelo Yingli/YL250 29b
- ✕ Controlador de carga 20A ≈ R\$ 399,00

Fonte: <<http://www.neosolar.com.br/loja>>, acessado em 11/02/2015.

Para gerar uma potência maior são acrescentados painéis (Quadro 3) formando um conjunto com capacidade múltipla de 250 Wp sendo necessário um inversor de frequência para cada conjunto de painéis, conforme ilustrado na Fig. 8.

Figura 8: Configuração de uma instalação residencial com geração fotovoltaica.



O inversor de frequência utilizado considera toda a potência do gerador fotovoltaico, pois o controle é necessário para acoplar com a rede. Observa-se que o modelo utilizado é compatível com o uso em paralelo com a rede de distribuição. Para a simulação foram considerados os modelos de inversores de frequência conforme a potência indicada na Tabela 10.

Tabela 10: Faixa de valores para inversores de potência (Fevereiro/2015).

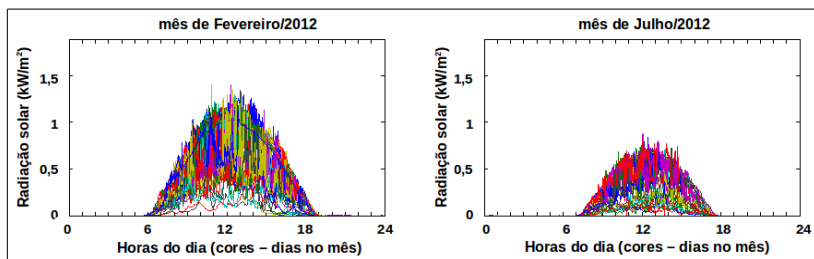
Potência	Preço
2.500 W	R\$ 7.690,00
5.000 W	R\$ 10.090,00
8.000 W	R\$ 13.490,00

Fonte: <<http://www.neosolar.com.br/loja>>, acessado em 11/02/2015.

4.1.1 Irradiação solar e temperatura ambiente

A irradiação solar e a temperatura ambiente são necessárias para a simulação da geração fotovoltaica. Para tanto, foram utilizados os dados do INPE/plataforma SONDA¹⁵, no período de 01/02/2012 a 31/01/2013 (considerados adequados para as simulações deste estudo), com as características mostrados na Fig. 9.

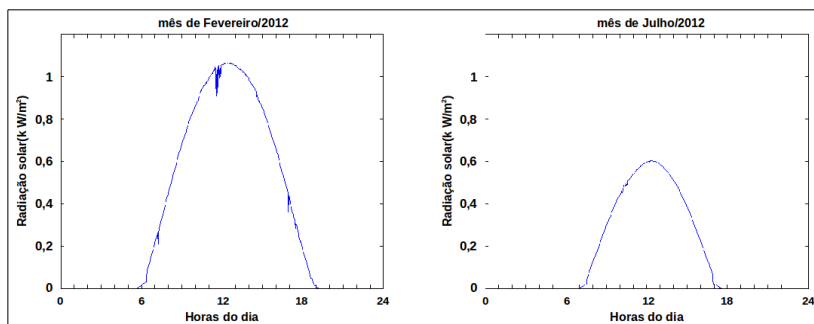
Figura 9: Curvas de potencial de geração fotovoltaico nos meses de Fevereiro/2012 e Julho/2012.



Pode-se observar que há uma diferença de radiação solar entre os meses de verão e os de inverno, conforme pode ser verificado nos gráficos ilustrados na Fig. 10, em que se tem a radiação no verão próximo a $1,2 \text{ kW/m}^2$, enquanto que no inverno há uma redução para em torno de $0,6 \text{ kW/m}^2$. Essa diferença implica diretamente a oferta de energia para a residência, sendo mais crítica no inverno.

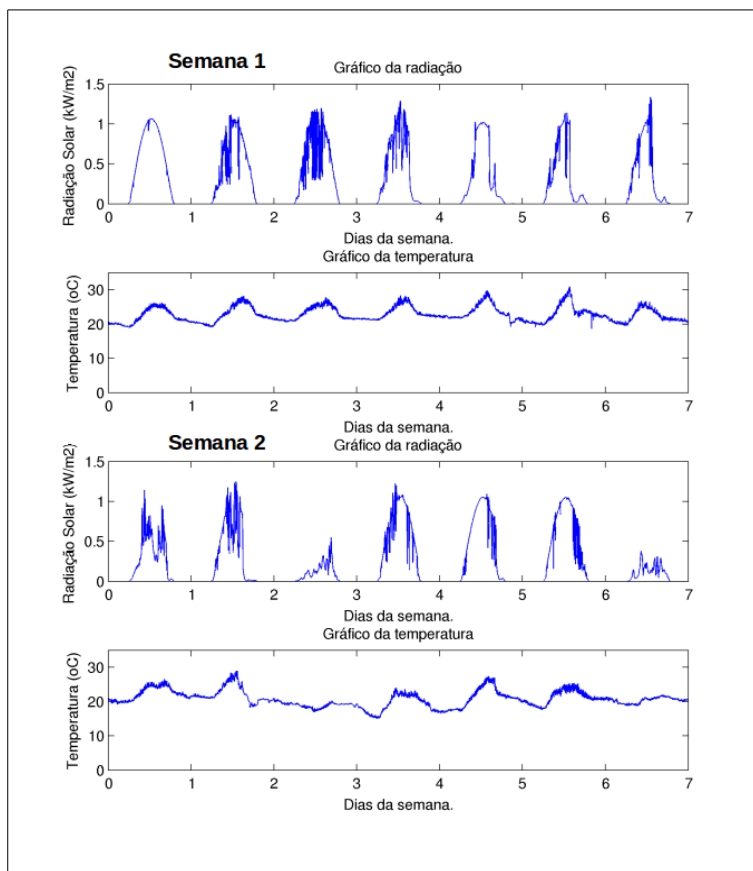
15 <<http://sonda.ccst.inpe.br/index.html>>

Figura 10: Radiação solar do dia 01/fevereiro/2012 e do dia 01/julho/2012.



Outro fator relevante no comportamento da radiação solar é a variação diária em que está sujeito, conforme pode-se observar na Fig. 11, que mostra o comportamento da radiação solar e da temperatura ambiente durante as duas primeiras semanas do mês de fevereiro de 2012.

Figura 11: Comportamento da radiação solar e da temperatura durante as duas primeiras semanas de fevereiro/2012.



A expressão (equação) utilizada para calcular a geração de energia elétrica de um painel solar é indicada pela Equação (1), em que para se obter o resultado de um conjunto de painéis basta somar a potência de cada unidade.

$$Pot = \left(\frac{n}{100} \right) * S * I \quad (1)$$

Em que:

- Pot → Potência gerada pelo painel (kW);
 n → Rendimento do painel (%);
 S → Área do painel (m²);
 I → Radiação solar sobre o painel (kW/m²);

Vale ressaltar que a influência da temperatura de operação do painel foi desconsiderada para o modelo apresentado, conforme Equação (1), mesmo sabendo que a temperatura tem sua influência considerável na eficiência do painel o que, por sua vez, pode penalizar o investimento, reduzindo o retorno financeiro.

A Equação (1) foi aplicada na modelagem de geradores fotovoltaicos vinculados à residência, sendo injetado o excesso da energia gerada no sistema e compensando nos momentos em que a geração se torna inferior ao consumo. Este processo é denominado de Compensação de Energia Elétrica ou *Net Metering* conforme já abordado em tópicos anteriores.

No caso de aplicação da tarifa horária branca, a energia gerada considera o horário da geração, fazendo uma proporção de acordo com o valor da tarifa naquele horário. No caso da simulação, a energia já era injetada na rede elétrica de acordo com esta proporção, para que no momento de consumo fosse utilizado de acordo com a Resolução nº 482/2012. Para contabilizar a energia injetada foi considerado o horário fora de ponta como referência, tendo em vista que este é o período em que há mais geração de energia elétrica nos painéis solares.

No próximo tópico será apresentado a forma como foi considerado a análise financeira dos modelos de unidades consumidoras.

4.2 ANÁLISE ECONÔMICA

A análise econômica foi realizada considerando como referência o mês de fevereiro de 2015, aplicando as tarifas da CELESC para consumidores do Subgrupo B1 – Residencial Normal e tarifa horária branca do Subgrupo B1, conforme a Tabela 11. Quanto à tarifa branca, foi considerado os postos tarifários da CELESC conforme explícitos na Tabela 12.

Tabela 11: Tarifas aplicadas pela CELESC em Fevereiro de 2015.

Tipos de tarifas Subgrupo B1	Bandeiras tarifárias (R\$/kWh)		
	Verde	Amarela	Vermelha
Convencional	0,3534900	0,3684900	0,3834900
Ponta	0,6566200	0,6716200	0,6866200
Intermediária	0,4060000	0,4210000	0,4360000
Fora de Ponta	0,2988200	0,3138200	0,3288200

Fonte: <<http://novoportaleleesc.com.br/portal/>>, acessada em Fevereiro/2015

Tabela 12: Tarifa horária branca – Postos Tarifários.

Posto Tarifário	Hora Início	Hora Fim
Ponta	18:30	21:29
Intermediário	17:30	18:29
	21:30	22:29
Fora de Ponta	0:00	17:29
	22:30	23:59

Fonte: <<http://novoportaleleesc.com.br/portal/>>, acessada em Fevereiro/2015

Para o custo dos equipamentos foi considerado o prazo de 10 anos para que o montante seja amortizado, desconsiderando qualquer ajuste, i.e., correções ou juros, e sendo o montante os valores de venda do mês de Fevereiro de 2015. Com esta análise não se considera a viabilidade real do empreendimento, mas somente o comportamento possível entre diversos recursos envolvendo a regulamentação existente no Brasil, referente à tarifação, microgeração e minigeração. Outros fatores analisados foram os tipos de consumidores residenciais, que podem ter comportamento diferenciado, conforme a regra aplicada.

No caso da tarifa horária branca, as relações entre os postos tarifários indicados na proposta inicial da ANEEL em comparação ao que esta sendo aplicada pela CELESC atualmente. Na Tabela 13 tem-se as relações indicadas pela ANEEL e na Tabela 14 tem-se os valores resultantes, após calcular pela proporção indicada pela ANEEL em base da Tarifa convencional adotada pela CELESC no mês de Fevereiro de 2015, considerando a implementação das bandeiras tarifárias.

Tabela 13: Padrão inicial da ANEEL para a relação entre os postos tarifários.

Relação entre tarifas	Valor
<u>Tarifa Horária Branca fora de ponta</u> Tarifa Convencional	$Kz^{16} = 0,53$
<u>Tarifa Horária Branca ponta</u> Tarifa Horária Branca fora de ponta	5
<u>Tarifa Horária Branca intermediária</u> Tarifa Horária Branca fora de ponta	3

Tabela 14: Valores calculados em base na Tarifa Convencional da CELESC, considerando a proporção da ANEEL da Tabela 13.

Tipos de tarifas Subgrupo B1	Bandeiras Tarifárias (R\$/kWh)		
	Verde	Amarela	Vermelha
Convencional	0,3534900	0,3684900	0,3834900
Ponta	0,9367485	0,9764985	1,0162485
Intermediária	0,5620491	0,5858991	0,6097491
Fora de Ponta	0,1873497	0,1952997	0,2032497

No próximo tópico será descrito todo o procedimento desenvolvido para a modelagem, através um exemplo de pequeno porte, representando todos os detalhes envolvidos e que como foram representadas as cargas das unidades consumidoras simuladas.

4.3 METODOLOGIA PARA REPRESENTAÇÃO DAS CARGAS, SIMULANDO RESIDÊNCIAS UNIFAMILIARES

O desenvolvimento de modelagem para carga de consumidores cativos residenciais servirá de base para o cálculo da fatura de energia elétrica. A carga modelada possui características que permite a análise do caso em que ocorram deslocamento de horário de uso, como por exemplo, o acionamento de um chuveiro fora de horários de maior custo (horário de intermediário e de ponta do sistema). Outra característica é a

16 Relação entre a tarifa do posto tarifário fora de ponta da modalidade branca e a tarifa convencional, denominada constante Kz

discretização por minuto dos pontos observados, permitindo um detalhamento de cargas cujo acionamento seja por um curto período de tempo. Foi considerado também a inserção de geração fotovoltaica para simular uma microgeração distribuída, que é instalado na própria residência.

Para compreender melhor o sistema de modelagem de carga, será demonstrado um modelo simples considerando uma residência com algumas cargas conforme exposto na Tabela 15.

Tabela 15: Características das cargas de residências simuladas (Potência/Demanda (kW)).

Carga	Potência nominal/mínima (W)	Tempo mínimo/variável	Variação de potência	Acionamento diário
Chuveiro	5.000	3min/10min	Sim	~2 vezes
Geladeira	110/0,5	contínuo	Não	alternado*
Lâmpadas	4x40	2h/1h	Não	~2 vezes

Adaptado da fonte <<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View={E6BC2A5F-E787-48AF-B485-439862B17000}>> acessada em 18/11/2014.

* O termo “alternado” se refere ao processo de acionamento intermitente do compressor, sendo que existirá um consumo mínimo no intervalo em que o compressor não estiver acionado. Neste comportamento foi considerado uma variação no tempo de acionamento do compressor, simulando uma abertura de porta da geladeira ou uma variação grande de temperatura para o ar-condicionado (ex.: ao ligar).

O chuveiro possui a potência nominal de 5.000 W e poderá ser acionado duas vezes ao dia, sendo que o tempo de funcionamento poderá variar de 3 até 13 minutos conforme a Tabela 15. Outra característica do chuveiro é de que sua potência poderá variar entre 20%, 50%, 80% e 100% em relação à potência nominal e, essa variação está relacionado à temperatura ambiente.

A geladeira possui um comportamento diferente e ficará ligada o dia todo, porém o compressor, que exige a potência máxima, ficará intermitente. O tempo em que o compressor ficará ligado dependerá de fatores como temperatura e abertura da porta da geladeira. No momento em que não ocorrer o acionamento do compressor a geladeira consumirá a potência mínima.

As lâmpadas possuem somente a condição de ligada ou desligada, não havendo variação de potência. Foi estabelecido no máximo dois acionamentos diários, sendo o período definido de 2 até 3 horas para cada acionamento. A residência considera o uso de quatro lâmpadas de 40 W.

No próximo tópico será descrito a forma como foi gerada a carga para cada equipamento e o comportamento da carga total da residência.

4.3.1 Construção do modelo de cargas individuais

Para demonstrar o comportamento da carga serão descritas as etapas necessárias para gerar a carga simulada, sendo inicialmente detalhado uma simulação de um período de um dia ou 1440 minutos para uma carga individual.

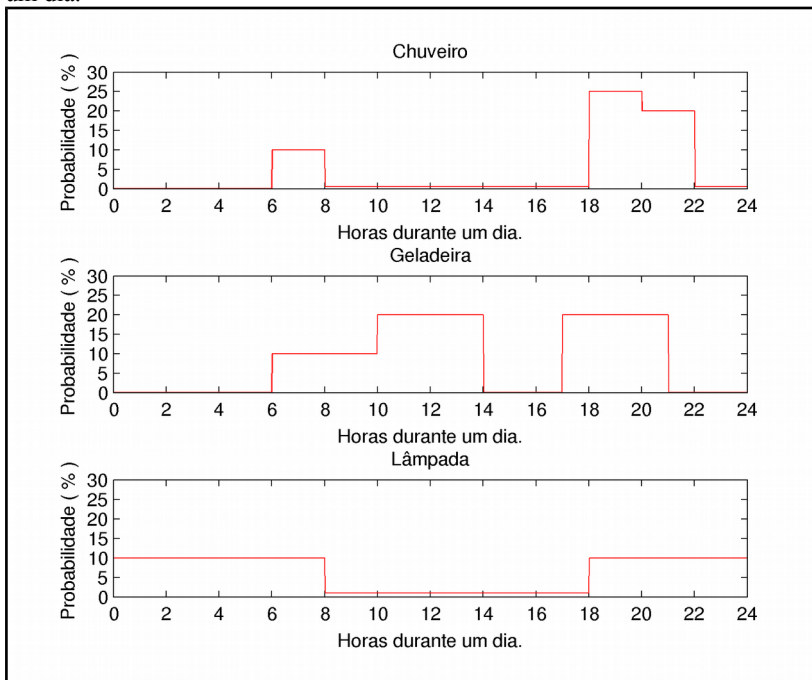
Os dados das cargas contêm informações referentes a todos os minutos do período simulado, sendo necessário replicar as informações com os ajustes necessários para simular o deslocamento da carga ou desligamento em determinados horários.

Para a construção dos dados das cargas individuais foram desenvolvidas três etapas e os valores dos índices apresentados para definir o comportamento da carga, em cada etapa, foram ajustados para que a mesma apresente um comportamento próximo ao que consta no relatório da ELETROBRÁS, 2007. As três etapas são descritas a seguir.

◆ Etapa 1

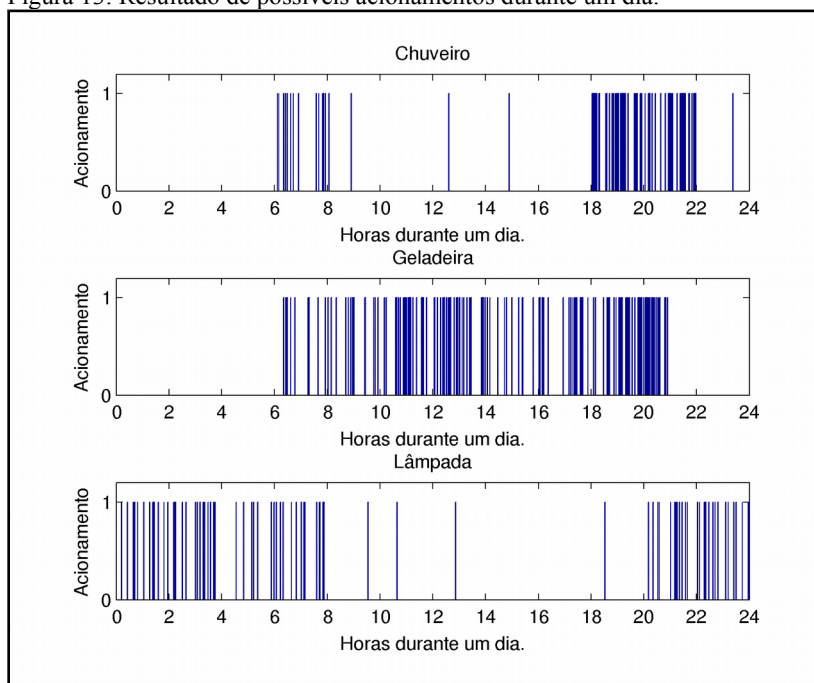
A primeira etapa da simulação consiste em varrer todos os minutos do período estudado e identificar os possíveis acionamentos. No caso do chuveiro, geladeira e lâmpadas a probabilidade de acionamento em cada minuto de um dia é mostrada nos gráficos respectivos da Fig. 12.

Figura 12: Distribuição da probabilidade de acionamento por minuto durante um dia.



O resultado para as cargas tais como o chuveiro, a geladeira e as lâmpadas no período estudado é representado nos pontos indicados por barras nos gráficos respectivos da Fig. 13.

Figura 13: Resultado de possíveis acionamentos durante um dia.



No final da etapa 1 ter-se-á um banco de dados com informações de possíveis acionamentos, conforme são mostrados nos gráficos existentes na Fig. 13. Contudo, ainda falta indicar qual o minuto de acionamento da carga que, para isso, será definido o comportamento da mesma na próxima etapa .

◆ Etapa 2

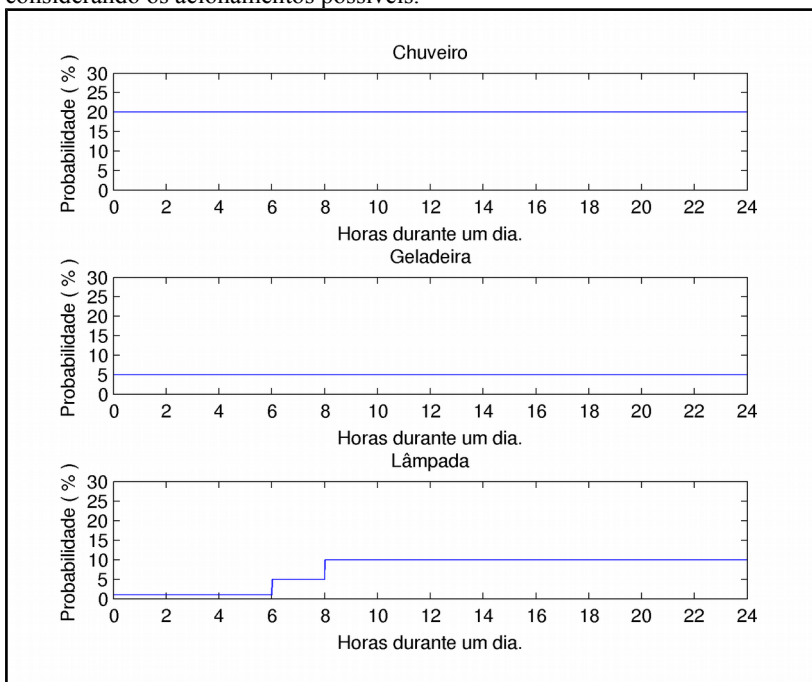
Após o sorteio dos minutos em que poderão ocorrer o acionamento da carga conforme mostrado na etapa anterior, é sorteado o minuto em que ocorre realmente o acionamento. Para este sorteio serão considerados fatores como o número de pessoas, por exemplo.

O número de pessoas interfere diretamente no número de acionamentos do chuveiro, por exemplo, e o *script* foi desenvolvido para ser acionado em tempos diferentes no caso de mais de uma pessoa. Já para o caso da geladeira, não foi considerada a influência do número de pessoas. O número de lâmpadas foi dimensionado considerando o

número de pessoas.

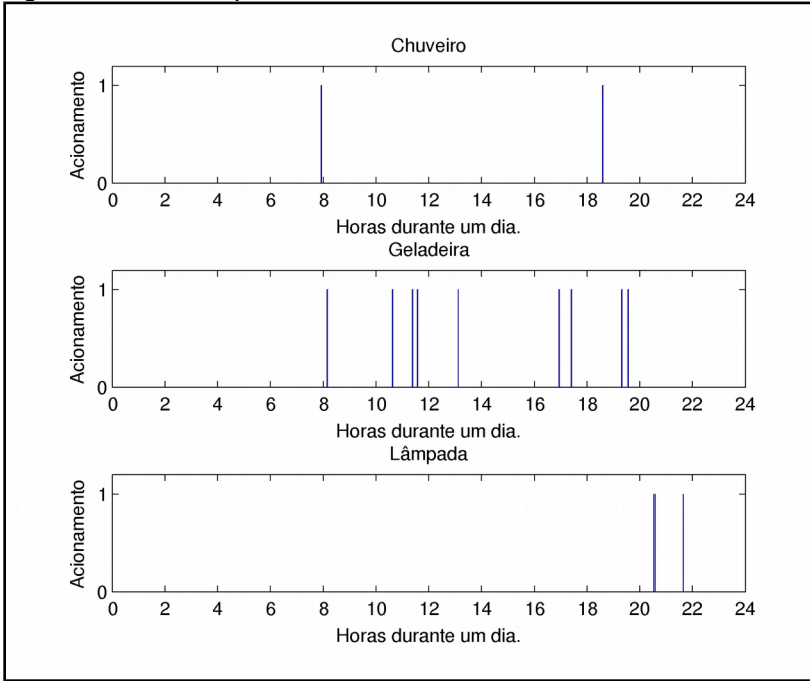
O sorteio do minuto em que ocorre o acionamento é baseado nos possíveis acionamentos definidos na etapa anterior, onde são analisados na sequência de tempo crescente e segue uma distribuição percentual por minuto de um dia, conforme mostra a Fig. 14.

Figura 14: Distribuição da probabilidade por minuto durante o dia, considerando os acionamentos possíveis.



Na Fig. 15 são mostrados os gráficos com as informações do minuto em que foi sorteado o acionamento para o chuveiro, a geladeira e uma das lâmpadas, respectivamente. Essa representação está considerando somente um dia e duas pessoas.

Figura 15: Pontos em que ocorrem o acionamento durante um dia.



Após definido o momento de acionamento da carga foi identificado os demais dados necessários para a última etapa da modelagem de uma carga. Os dados como a potência e o tempo em que ficarão ligados serão descritos na última etapa.

◆ Etapa 3

Esta é a última etapa da modelagem de uma carga individual necessária para compor uma residência, finalizando todas as informações sobre a carga individual. Uma vez identificado o minuto em que foi acionado a carga então são definidos o tempo em que ficará ligado em cada acionamento e a potência considerada.

A potência em que atuarão a geladeira e as lâmpadas estão definidas na Tabela 15 e não há alteração, a não ser a geladeira que irá alternar entre a potência mínima e máxima. No caso da geladeira o minuto indicado como acionamento representa um acionamento do

compressor por um período maior, visto que representa uma abertura da porta da geladeira. Já o chuveiro terá sua potência relacionada com a temperatura ambiente conforme a proporção indicada na Tabela 16.

Tabela 16: Comportamento da potência em relação à temperatura ambiente no chuveiro.

Temperatura ambiente (T_o)	Potência efetiva do chuveiro em relação à potência nominal
$T_o < 15\text{ }^{\circ}\text{C}$	80 % ~100%
$15 < T_o < 18\text{ }^{\circ}\text{C}$	50 % ~100%
$T_o > 18\text{ }^{\circ}\text{C}$	20% ~ 80%

No caso do chuveiro foi previsto uma variação no valor efetivo da potência considerando que isso seja possível com o uso de reguladores de temperatura eletrônicos, bastante utilizado nos chuveiros atuais. A implantação desta variação na temperatura foi por meio da função $RAND()$ do Matlab que retorna um único número aleatório distribuído uniformemente entre 0 e 1 e pode ser observado no exemplo para temperaturas ambientes menores que $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ indicado na Equação (2).

$$T_o < 15^{\circ}\text{C} \rightarrow Pot_{Chuveiro} = Pot_{nominal} * (0.80 + 0.2 * RAND()) \quad (2)$$

Em que:

$Pot_{Chuveiro} \rightarrow$ Potência efetiva do chuveiro (W);

$Pot_{nominal} \rightarrow$ Potência nominal do chuveiro (W);

$RAND()$ \rightarrow Função do Matlab que retorna um único número segundo uma distribuição uniforme entre 0 e 1;

Para a lâmpada não há variação na potência, já a geladeira tem a alternância entre a potência máxima e a mínima definida por tempos alternados entre a atuação do compressor e em repouso. Na geladeira é alterado o tempo de atuação do compressor entre os meses de inverno, verão e estações intermediárias, não sendo relacionado com a temperatura ambiente.

Para definição do tempo em que a carga ficará ligada foi utilizada a condição de que a carga ficará um tempo mínimo e acrescentado uma variação de tempo regido pela função $RAND()$ do Matlab conforme

representado na Equação (3).

$$Tempo_{ligado} = Tempo_{mínimo} + Tempo_{variável} * RAND() \quad (3)$$

Em que:

$Tempo_{ligado}$ → Tempo em que a carga permanecerá ligada (min);

$Tempo_{mínimo}$ → Tempo mínimo em que a carga permanecerá ligada (min);

$Tempo_{variável}$ → Tempo variável que será acrescentado ao tempo mínimo que a carga permanecerá ligada (min);

$RAND()$ → Função do Matlab que retorna um único número segundo uma distribuição uniforme entre 0 e 1;

Todas as cargas estão definidas nesta etapa, bem como o tempo em que permanecerão ligadas, porém, no caso do chuveiro, foi verificado se ocorre o deslocamento do acionamento nos horários em que a tarifa for mais cara. A análise feita no comportamento de uso do chuveiro visa simular a mudança de hábito do consumidor no caso de optar pela tarifa horária branca. Foi definido que a chance de alterar o horário de uso da carga no horário de ponta foi de 95% e para o horário intermediário ficou definido 90%. Nos casos em que o chuveiro estiver acionado quando inicia o horário de intermediário ou ponta, ele não será desligado. Todas as cargas são armazenadas de forma duplicada, sendo uma parte com a carga sem alterações e a outra parte com as alterações de horário de funcionamento. Mesmo nas cargas que não ocorram alteração no horário de funcionamento são armazenadas em duplicidade, com isso se simplifica a lógica de armazenamento.

Finalizando esta terceira etapa fica definido o comportamento de uma carga individual. Porém, em uma residência as cargas serão agrupadas por fase e, para compute do consumo total, terá de ser somado o consumo de todas as fases. Para exemplificar essa simulação em uma residência, serão agrupados o chuveiro, a geladeira e as lâmpadas, sendo analisado conforme exposto no próximo tópico.

4.3.2 Análise do comportamento das cargas em uma residência.

Para esta análise será considerado um chuveiro, uma geladeira e as quatro lâmpadas descritos no tópico anterior, instalados em uma residência unifamiliar alimentada por circuito monofásico e considerando duas pessoas como habitantes, bem como será considerado

a instalação de geração fotovoltaica. A carga completa da residência representa a soma das cargas do chuveiro, da geladeira e das quatro lâmpadas.

Este exemplo será dividido em duas partes para descrever os detalhes, sendo que na primeira parte foram considerados cinco dias de simulação para descrever o comportamento da carga e da geração fotovoltaica e, na segunda etapa, o período de tempo será de cinco meses para uma análise financeira dos casos em que forem modificados o número de placas no sistema de geração fotovoltaica.

◆ Comportamento da carga em cinco dias de verão e inverno

A descrição do comportamento da carga de uma residência, durante cinco dias típicos de verão e cinco dias típicos de inverno, considerando a carga instalada e a energia elétrica gerada por um conjunto de três painéis solares conforme descrito na Seção 4.1, permitirá verificar a resposta da modelagem proposta.

Os três painéis fotovoltaicos apresentam um resultado mais próximo de gerar toda a energia necessária para alimentar a residência, sem gerar muita energia excedente.

No caso dos cinco dias de verão avaliados, a geração de energia variou entre 4,06 e 6,22 kWh/dia, já no inverno a geração reduziu entre 1,53 e 3,1 kWh/dia nos cinco dias avaliados. Quanto à carga, houve um comportamento inverso, tendo em vista que o chuveiro está relacionado com a temperatura ambiente, sendo que nos dias de verão avaliados a carga variou entre 3 e 3,65 kWh/dia e no inverno entre 3,68 e 4,64 kWh/dia. As Figs. 16 e 17 mostram os gráficos do comportamento dos dias avaliados.

Figura 16: Comportamento da carga e da geração fotovoltaica em 5 dias de verão.

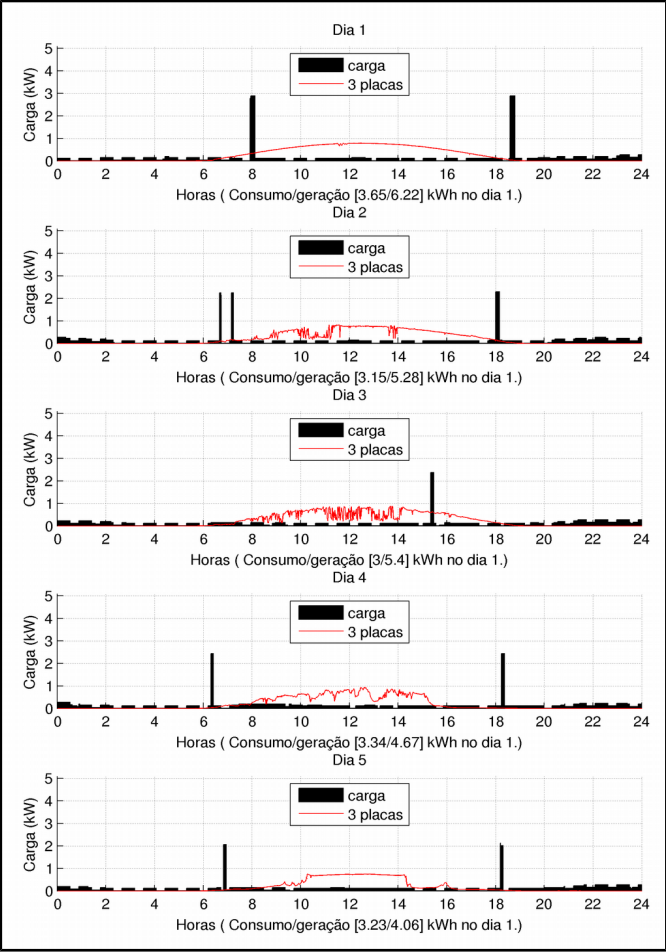
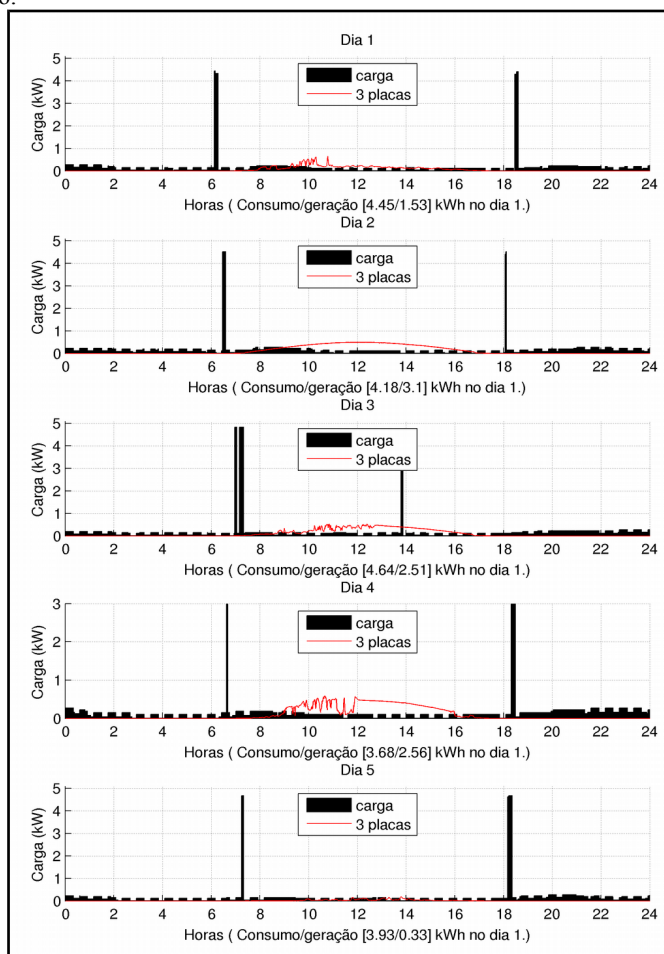


Figura 17: Comportamento da carga e da geração fotovoltaica em 5 dias de inverno.



Quando é feito a avaliação financeira do consumo de energia elétrica residencial, não tem sentido observar em dias, visto que a fatura de energia é contabilizada a cada mês. Por este motivo, no próximo tópico far-se-á uma leitura financeira dos resultados referentes às tarifas convencionais e tarifa horária branca, bem como, a relação entre a redução da fatura mensal e o custo da implantação do sistema de geração fotovoltaico.

◆ **Análise econômica para cinco meses**

Na análise dos cinco meses foram consideradas cinco possibilidades de configuração para a residência, sendo uma delas sem a geração fotovoltaica, e as outras quatro variando o número de placas de 1 até 4 unidades. A configuração sem geração fotovoltaica foi considerada a base para o cálculo do retorno financeiro observado com a redução do consumo.

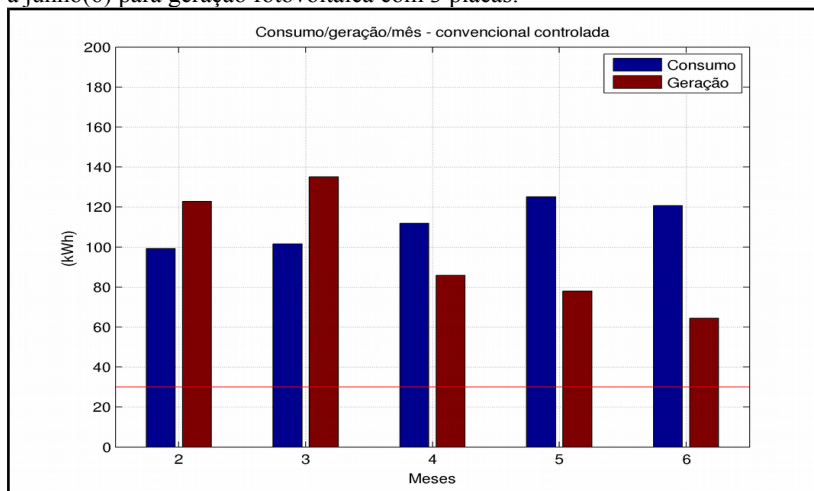
Outro fator observado na análise de resultados é a opção do consumidor utilizar a tarifa horária branca, em que o custo da energia elétrica está vinculado a postos tarifários que possuem três patamares que são o posto tarifário de ponta, intermediário e fora de ponta. Sendo o posto tarifário de ponta o mais oneroso e o fora de ponta o menos oneroso, conforme foi detalhado no item 3.5.4 e 4.2.

Um ponto que será considerado no uso da tarifa horária branca é a possibilidade do consumidor alterar o horário de uso de algumas cargas, como o chuveiro por exemplo, para que não sejam utilizadas em momentos de maior custo.

Os meses em que foram realizadas a análise são referentes ao período de fevereiro até junho de 2015, sendo representados nos gráficos pelos números 2 até 6.

O conjunto de placas para compor o sistema de geração fotovoltaica, associado à condição em que seja gerado toda a energia consumida, foi o conjunto composto por três placas. A Fig. 18 apresenta o comportamento do consumo da residência e da geração fotovoltaica, considerando o uso de três placas solares.

Figura 18: Comportamento do consumo e da geração nos meses de fevereiro (2) a junho(6) para geração fotovoltaica com 3 placas.



A geração fotovoltaica durante a sequência dos cinco meses, demonstrado na Fig. 18, tem o comportamento contrário ao que se apresenta para a carga. Esse comportamento da geração está relacionado à variação da incidência de radiação solar conforme exposto anteriormente, já a carga possui a potência do chuveiro elétrico que está relacionado ao inverso do comportamento da temperatura.

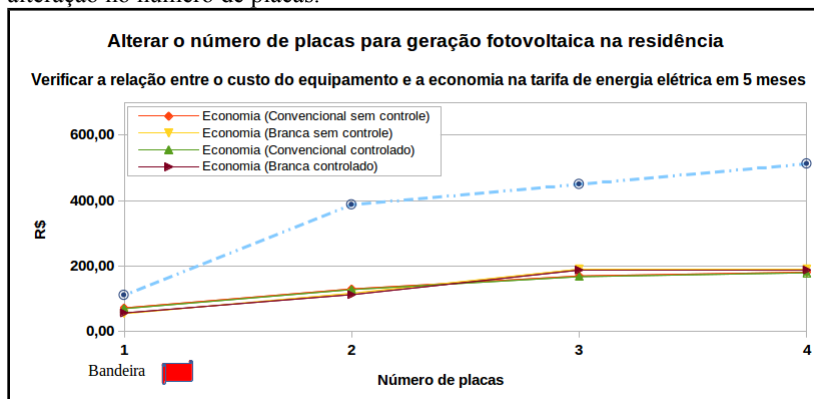
Para avaliar o panorama financeiro e verificar a viabilidade de implementar um sistema de geração fotovoltaica, considerando diferentes tipos de tarifas, ou ainda, detalhes da legislação, foi necessário acumular os resultados do período de um ano. Esta necessidade é observada devido ao comportamento sazonal da radiação solar durante um ano, bem como o comportamento do consumo. Mas, para este exemplo foram acumulados os valores de cinco meses, considerando a residência sem a geração fotovoltaica como base para o cálculo do retorno financeiro mensal.

O custo do equipamento foi considerado que seria amortizado em 10 anos e não foram considerados juros, correções e variação de preço. A tarifa de energia também foi considerada constante no período exposto. Para uma análise mais precisa teriam que ser observados estes fatores, porém este trabalho já permite algumas conclusões.

O resultado da comparação entre o retorno financeiro e a alteração do número de placas de painéis fotovoltaicos pode ser

observado na Fig. 19.

Figura 19: Relação do custo do equipamento e retorno financeiro com a alteração no número de placas.



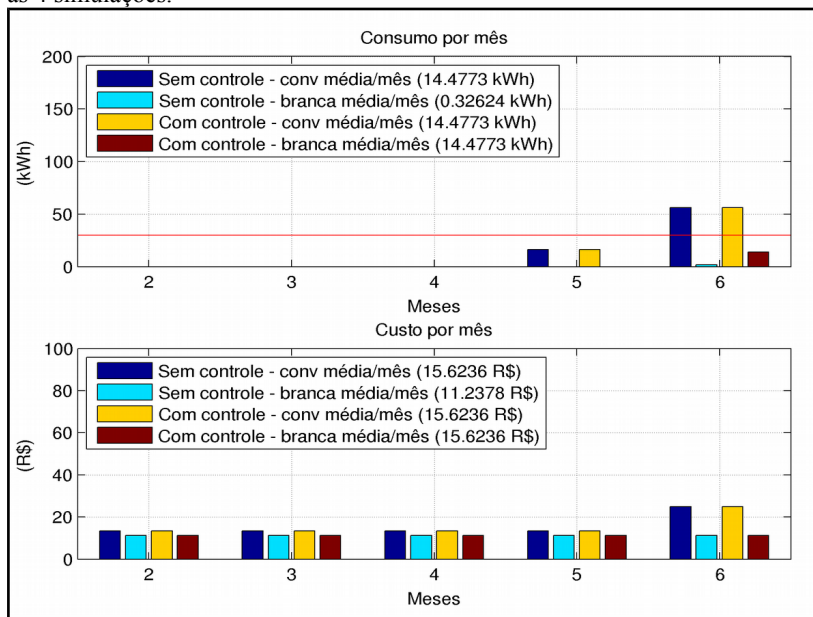
Na Fig. 19 é possível perceber que a economia conseguida é muito pequena, independentemente do número de placas, permanecendo um patamar com pouca variação, enquanto que o custo do equipamento se eleva significativamente quando aumentar o número de placas.

A economia na fatura de energia elétrica ficou entre R\$ 54,16 e R\$ 191,30 no acumulado dos cinco meses, conforme a combinação de número de placas e tipos de tarifas. O custo acumulado no caso de não haver geração fotovoltaica foi de R\$ 247,49 para a tarifa convencional. Os valores médios mensais foram de R\$ 49,50 na tarifa convencional e 111,7 kWh de consumo.

Já o custo referente à implantação do sistema de geração fotovoltaica, calculado para o período de 5 meses, variou de R\$ 110,29 para uma placa de painel fotovoltaico, até R\$ 511,75 no caso de quatro placas. No gráfico da Fig. 19 a curva referente ao custo do equipamento para 5 meses, teve uma variação maior entre 1 e 2 placas devido à necessidade de uso de outro inversor mais caro, enquanto que para 2, 3 e 4 placas o inversor foi o mesmo e a variação foi somente por conta do aumento no número de placas.

Analisando o resultado para uma aplicação de geração fotovoltaica com 3 placas, observa-se no gráfico do Consumo por mês da Fig. 20 que em vários meses zerou o consumo, porém, devido à cobrança do consumo mínimo de 30 kWh/mês na alimentação monofásica, o custo da tarifa em cada mês continua a existir.

Figura 20: Comportamento do consumo e do custo durante os cinco meses para as 4 simulações.



No gráfico de Consumo por mês, na Fig. 20, é observado um consumo de energia elétrica nos meses de junho (5) e julho (6), referentes ao uso da tarifa convencional, pois a geração não foi suficiente para compensar.

Assim fica descrito como foi elaborado a modelagem e calculado os valores resultantes para o período de 5 meses, sendo este mesmo procedimento adotado para a análise de um ano, como descritos nos próximos tópicos envolvendo os quatro modelos de residência (C1, C2, C3 e C4).

Nos próximos tópicos deste capítulo serão apresentados os dados e resultados do estudo envolvendo os quatro modelos de residência.

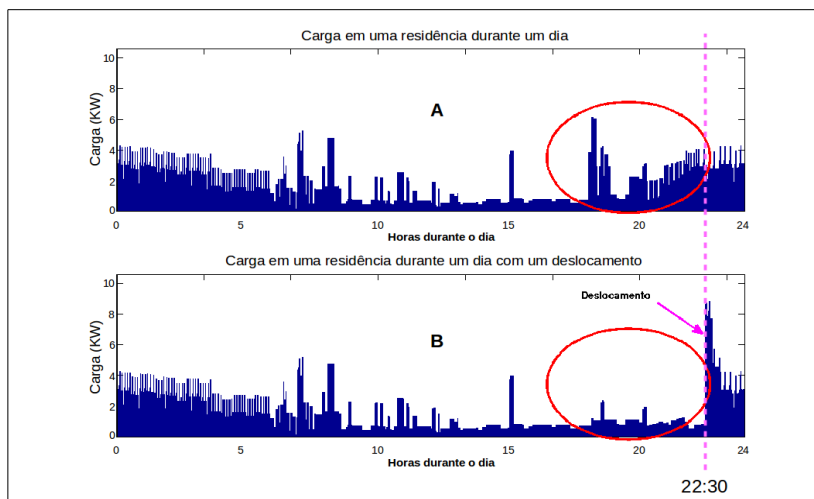
4.4 MODELAGEM DAS CARGAS

A modelagem de carga para uma residência foi discretizada em minutos, por um período de um ano, com a possibilidade de intervenção no acionamento, duração e deslocamento do horário de utilização de determinados equipamentos, permitindo a análise do comportamento do

consumidor (alteração de seu hábito de consumo) em função do período de utilização de energia de acordo com a curva de carga do sistema (postos tarifários) e sem este controle de horário na utilização deste equipamentos (tarifa convencional e tarifa branca). Os detalhes do processo foram explicados em detalhes nas seções anteriores deste Capítulo.

O deslocamento de cargas em determinados horários foi necessário para simular o comportamento de usuários para responder à sinalização de preço da tarifa horária branca. Na Fig. 21 o comportamento característico diário de consumo é representado no gráfico A. Por sua vez o gráfico B demonstra um deslocamento de parte da carga do posto tarifário intermediário e ponta, para o horário logo após o último período intermediário (22:30 h), podendo assim realizar uma comparação direta entre as duas situações.

Figura 21: Deslocamento de cargas de uma amostra com 24 horas.



Na Fig. 21 está mostrado no gráfico A o resultado do consumo da residência tipo C4 em um dia típico de verão, sem a alteração do comportamento no uso das cargas, já o gráfico B apresenta o paralelo do comportamento da carga no mesmo dia, mas com o deslocamento de algumas cargas para o horário após 22:30 horas.

O deslocamento entre os postos horários estabelecido é de 95% de possibilidade de retirar a carga do horário de ponta e de 90% para retirar a carga do horário intermediário. Cargas como o ar-condicionado

foram simplesmente desligadas, sendo novamente acionadas às 22:30, nos casos em que estavam previstas como acionadas neste horário.

Para cada tipo de carga foi elaborado uma função que permite indicar características como a potência, o tempo mínimo de acionamento e a variação do tempo acionado além do mínimo, o número de pessoas que poderiam utilizar aquele equipamento/carga, a temperatura ambiente, o número de dias possíveis de uso durante o mês e o dia da semana em que a simulação iniciava. Estas informações permitem criar o comportamento da carga durante o período simulado. Os detalhes desta modelagem podem ser observados no item 4.3.1.

4.4.1 Características das cargas

A temperatura ambiente fornecida pelo banco de dados da rede SONDA do INPE foi considerada para o acionamento das cargas como chuveiro elétrico, ar-condicionado, torneira elétrica e ventiladores, conforme explicado no item 4.3.1. Não é considerado a influência da temperatura para demais cargas comuns a um consumidor residencial. Na Tabela 17 estão listados os tipos de cargas e algumas características como a potência mínima/nominal e se existe variação considerada para a simulação, o tempo mínimo e a parcela variável de tempo, bem como o número de referência para os acionamentos diários considerados para a simulação realizada. Observa-se que essas características indicam o comportamento típico em residências familiares, sendo necessário um estudo diferenciado para outros tipos de aplicação.

Tabela 17: Características das cargas de residências simuladas (Potência/Demanda (kW)).

Carga	Potência nominal/mínima (W)	Tempo mínimo/variável	Variação de potência	Acionamento diário
Lâmpadas	15, 25, 40 e 100	2h/1h	Não	~2 vezes
Geladeira	110/0,5	contínuo	Não	alternado*
Freezer	150/0,5	contínuo	Não	alternado*
Chuveiro	5.000	3min/10min	Sim	~2 vezes
Torneira elé-	3.500	3min/5min	Sim	~2 vezes

Carga	Potência nominal/mínima (W)	Tempo mínimo/variável	Variação de potência	Acionamento diário
trica				
Ventilador de teto	120	8h/3h	Sim	~1 vez
Ventilador portátil	60	7h/3h	Sim	~2 vezes
Lava louça	500	1h/15min	Não	~3 vezes
Lava roupa	500	1h/30min	Não	~2 vezes
Televisor	220	3h/1,5h	Não	~2 vezes
Torradeira	800	3min/10min	Não	~2 vezes
Computador	150	3h/1h	Não	~1 vez
Cafeteira	600	20min/10min	Não	~3 vezes
Forno elétrico	1.000	1h/20min	Não	~1 vez
Exaustor cozinha	170	2h/20min	Não	~2 vezes
Micro-ondas	1.200	1min/5min	Não	~6 vezes
Ar-condicionado	1.160/5	8h/2h	Sim	~1 vez alternado*
Outras cargas	350	1 à 2h/1h	Não	~2 vezes por semana

Adaptado da fonte <<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View={E6BC2A5F-E787-48AF-B485-439862B17000}>> acessada em 18/11/2014.

* O termo “alternado” se refere ao processo de acionamento intermitente do compressor, sendo que existirá um consumo mínimo no intervalo em que o compressor não estiver acionado. Neste comportamento foi considerado uma variação no tempo de acionamento do compressor, simulando uma abertura de porta da geladeira ou uma variação grande de temperatura para o ar-condicionado (ex.: ao ligar).

O comportamento das cargas foram simulados por funções

construídas em ambiente de programação do MATLAB, e discretizadas por minuto, sendo observado o comportamento característico de residências de Florianópolis em Santa Catarina.

Foram observados algumas formas de simular cargas em residências já realizadas por pesquisadores (STEPHEN, 2014; WU, 2014 e PIPATTANASOMPORN, 2014), especialistas no assunto, porém, nenhum dos modelos apresentados permitiam a abordagem que se pretendia fazer neste trabalho, pois não tinham a flexibilidade para a simulação de alteração de horário de cargas específicas e, outro fator, é de que não havia a modelagem para o chuveiro elétrico e outras cargas típicas do Brasil, considerando o relatório do PROCEL (ELETROBRÁS, 2007). Como o assunto principal não foi modelagem de residências, o modelo apresentado permite produzir todos os cenários necessários para a análise desejada.

4.4.2 Resultados obtidos

Na análise de consumidores residenciais, envolvendo a Resolução nº 482/2012 e o uso do sistema de compensação de energia (*Net Metering*), encontram-se algumas características importantes relacionadas com a faixa de consumo. No caso dos consumidores na faixa de consumo médio de 200 kWh/mês e 500 kWh/mês, pode-se observar que, no período avaliado, a redução na fatura não compensou o custo do equipamento ao utilizar o sistema de compensação de energia por meio de geradores fotovoltaicos. As Figs. 22 e 23 demonstram por meio dos gráficos que o custo do sistema de geração não seria compensado em 10 anos, independente da potência da geração, isso sem considerar a questão de correções monetárias e juros aplicados ao investimento inicial da central microgeradora. No caso apresentado foi utilizado a bandeira vermelha, pois se fosse utilizado a bandeira verde o resultado seria ainda mais inviável (Fig. 24).

Comparando as Fig. 23 e 24, pode-se ver um fator que indica a possibilidade de tornar viável o uso de microgeração, sendo este o valor da energia elétrica. Ou seja, se houver aumento significativo da tarifa de energia elétrica, poderá tornar-se viável o uso de microgeração com compensação de energia proposto pela Resolução nº 482/2012, considerando que o custo de implementação fique constante ou tenha aumento menor que o valor da energia elétrica.

Figura 22: Comportamento anual do custo de microgeração solar fotovoltaica em relação à redução da fatura de energia.(Residência com média de 200kWh/mês)(Bandeira Vermelha).

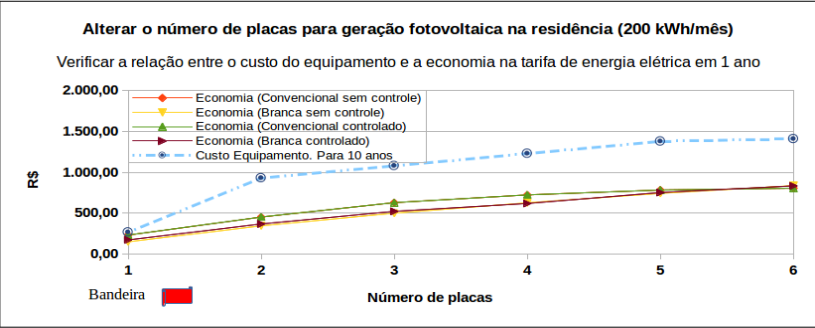


Figura 23: Comportamento anual do custo de microgeração solar fotovoltaica em relação à redução da fatura de energia (Residência com média de 500kWh/mês)(Bandeira Vermelha).

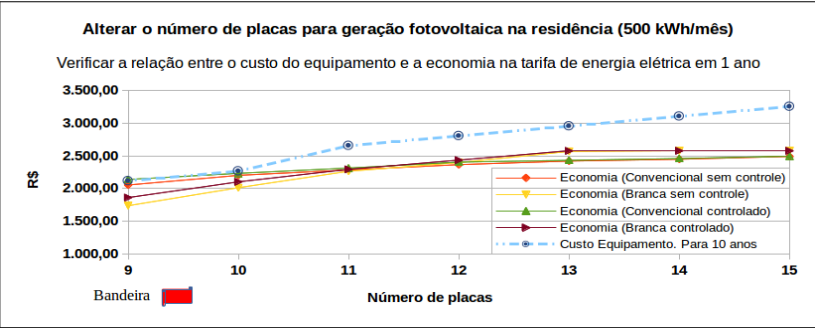
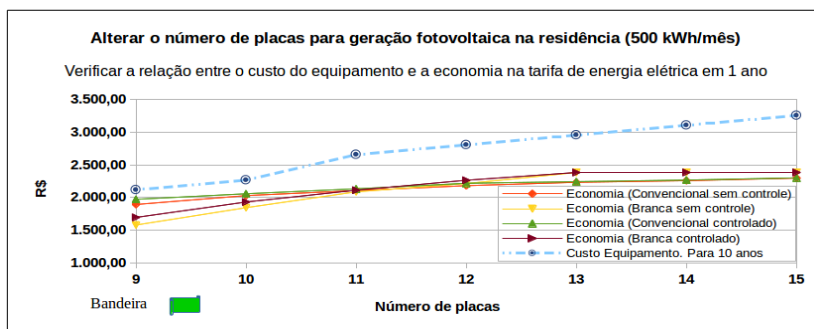


Figura 24: Comportamento anual do custo de microgeração solar fotovoltaica em relação à redução da fatura de energia (Residência com média de 500kWh/mês)(Bandeira Verde).



Por sua vez, para residências com perfil de consumo médio em 700 kWh/mês (Fig. 25) e 1000 kWh/mês (Fig. 26) a situação apresenta resultados que apontam para chegar-se a um ponto de viabilidade econômica. Verifica-se que dois fatores contribuem para essa viabilidade:

- ▶ **Custo do equipamento:** Na Tabela 18, pode-se perceber a diferença existente entre o custo por kWp bem expressiva;
- ▶ **Consumo mínimo:** Esta tarifa é cobrada pela concessionária que considera como valor mínimo faturado pelo consumidor residencial, mesmo consumindo abaixo deste valor, o que limita a economia de energia até este ponto. Na Tabela 18 é observado que a relação do consumo mínimo com o consumo real varia muito, que pode representar 50% do consumo médio mensal do modelo de 500 kWh/mês, já no modelo de 1000 kWh/mês só representa 10%. Quanto maior a proporção do consumo mínimo, menos influência temos da economia conseguida com o uso de microgerador.

Figura 25: Comportamento anual do custo de microgeração solar fotovoltaica em relação à redução da fatura de energia (Residência com média de 700kWh/mês)(Bandeira Vermelha).

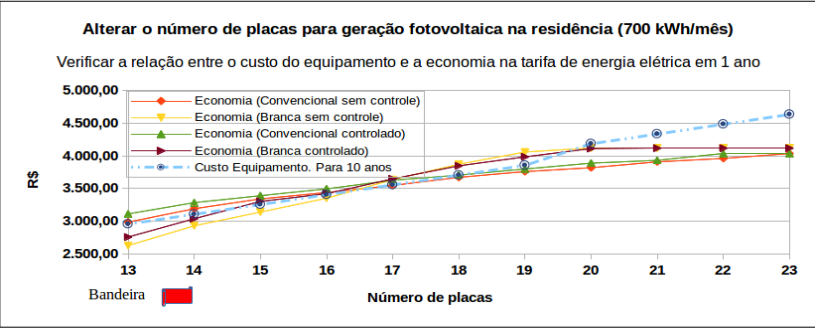
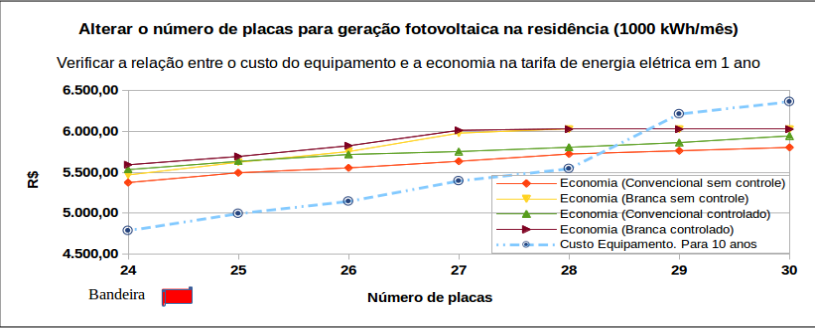


Figura 26: Comportamento anual do custo de microgeração solar fotovoltaica em relação à redução da fatura de energia (Residência com média de 1000kWh/mês)(Bandeira Vermelha).



Nas Fig. 22, 23, 24, 25 e 26 são apresentados os gráficos com os resultados referentes à contabilização de um ano, onde os valores referentes à economia são relativos à redução no valor da tarifa conseguida com a inserção de geração fotovoltaica. O cálculo da economia é baseado na diferença da nova tarifa e a tarifa que seria paga caso não existisse geração fotovoltaica, tendo-se a tarifa convencional como referência. O custo do equipamento foi considerado como se, em um ano, fosse amortizado um décimo do valor do equipamento. Esta análise é feita para diferentes números de placas. Outra observação é

referente à variação não linear no custo do equipamento, que depende do inversor utilizado, onde muda o custo do inversor dependendo do número de placas.

Tabela 18: Custo do equipamento em relação à potência gerada.

	Tipo de residência (consumo médio em kWh/mês)			
	200	500	700	1000
Número de Placas	5	10	17	27
Custo (R\$/kWp)⁽¹⁾	11.024,00	9.068,00	8.366,12	7.990,52
Consumo Mínimo (kWh/mês)⁽²⁾	100	100	100	100

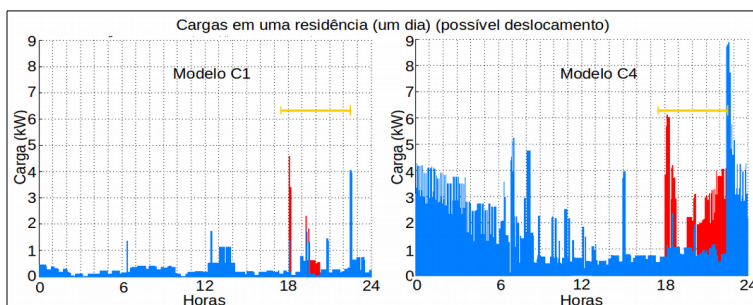
(1) Fonte: <<http://www.neosolar.com.br/loja>>, acessado em 11/02/2015.

(2) Consumo mínimo para consumidores residenciais com alimentação trifásica.

A Tarifa Horária Branca foi implementada com o objetivo de minimizar os problemas com horários de consumo elevado de energia elétrica, permitindo tarifas diferenciadas por postos horários. O resultado seria atingido com o consumidor alterando seus hábitos de consumo e, para que isso ocorra, deverá existir um elemento de atratividade que, no caso, é o valor da fatura de energia. Para alterar o horário de acionamento de uma carga depende do tipo de equipamento existente nas residências, pois nem todos os equipamentos são passíveis de alteração.

Na Fig. 27 é mostrado um possível deslocamento das cargas em uma residência com consumo médio de, 200 e 1000 kWh/Mês. Neste exemplo, é possível identificar que a residência cujo consumo é menor terá pouca vantagem em utilizar a tarifa horária branca. Isto ocorre devido ao comportamento de determinadas cargas, como as lâmpadas e a geladeira, que não há como alterar o horário de uso, pois sua função ficaria prejudicada. Já consumidores maiores possuem cargas que podem ser deslocadas ou até desligadas, como o ar-condicionado, por exemplo. O chuveiro elétrico existe nos dois modelos de residências, porém em números diferentes de equipamentos e de pessoas utilizando, promovendo um impacto maior na residência com maior consumo.

Figura 27: Comparação de deslocamento de carga entre residências com consumo médio de 200 e 1000 kWh/mês.



Nas Figs. 28 e 29 é visualizado o percentual de redução na fatura de energia considerando que o consumidor opte por utilizar a tarifa horária branca e promova o deslocamento e/ou redução de consumo nos postos tarifários intermediários (descritos no item 4.3.1) e de ponta. No caso da Fig. 28 está sendo considerado a tarifa aplicada pela CELESC (Tabela 11) em Fevereiro de 2015, em que tem-se aumento na fatura de energia ($\sim 2\%$) para pequenos consumidores, enquanto que para os consumidores entre 500 e 700 kWh/mês a redução no custo da fatura de energia é pouco atrativa ($\sim 3\%$), sendo a redução mais atrativo para os grandes consumidores ($\sim 7\%$). Já na Fig. 29 foi considerado o padrão inicial da ANEEL (Tabela 13) e neste caso os pequenos consumidores já teriam uma redução significativa da fatura de energia ($\sim 6\%$), sendo melhor ainda para os consumidores entre 500 e 700 kWh/mês ($\sim 12\%$), já os grandes consumidores teriam uma redução de custos próximo de 20%.

Figura 28: Redução de custo anual ao adotar a tarifa horária branca com controle de consumo (Tarifa da CELESC de Fevereiro/2015).

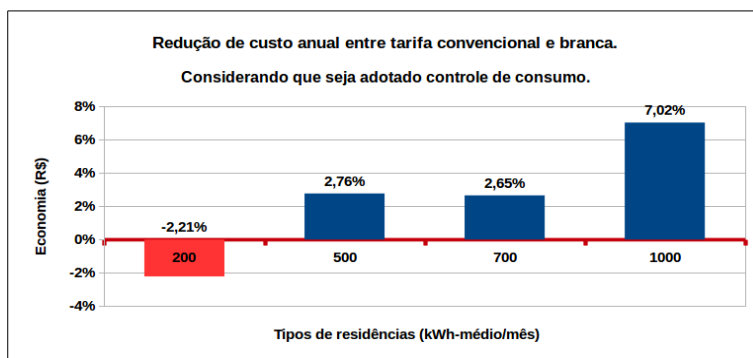
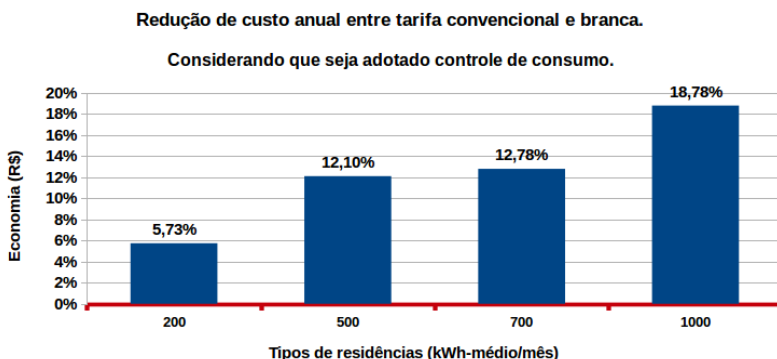


Figura 29: Redução de custo anual ao adotar a tarifa horária branca com controle de consumo (ANEEL com base na CELESC de Fevereiro/2015).



Quando se associa a radiação solar diária com a tarifa horária branca, tem-se um valor menor para geração da energia solar. Como pode ser notado no gráfico da Fig. 30, o momento da geração de energia está no posto tarifário fora de ponta, resultando em um valor menor para a energia injetada no sistema e, no inverno, a situação é mais grave pois a geração está completamente fora dos postos horários intermediários e de ponta. Neste caso, o horário de verão não interfere, pois a concessionária modifica o horário dos postos tarifários para compensar.

A Fig. 31 demonstra a situação de uma residência com consumo médio de 1000 kWh/mês e possuindo um gerador fotovoltaico de 6,75 kWp, em que é percebido claramente o comportamento da carga em relação à geração, ou seja, o maior consumo ocorre fora do horário de maior geração.

Figura 30: Relação entre a radiação solar e os postos tarifários (Tarifa horária branca).

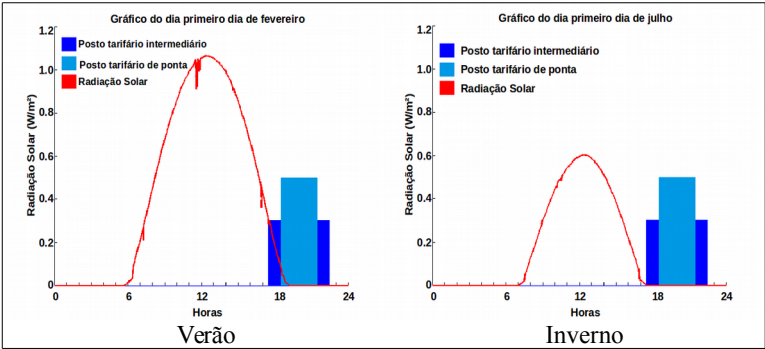
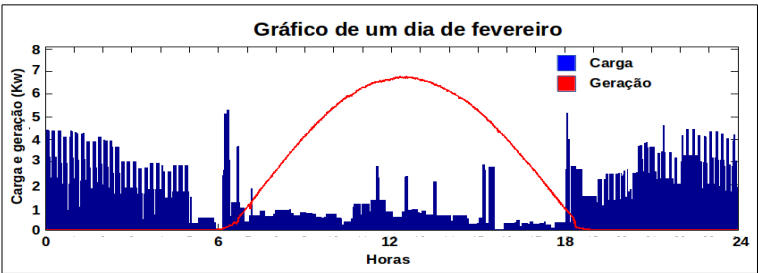
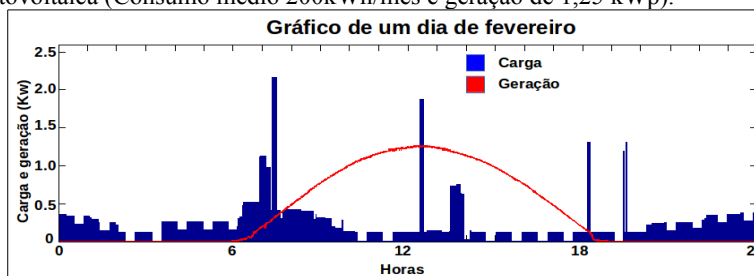


Figura 31: Comparação do consumo de uma residência com a microgeração fotovoltaica (Consumo médio 1000kWh/mês e geração de 6,75 kWp).



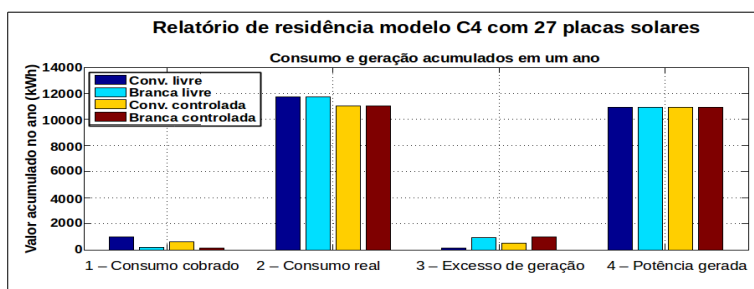
Nos casos em que a residência possui um consumo mensal aproximado de 200 kWh/mês (Fig. 32), o consumo está mais distribuído, com isso a geração solar fotovoltaica engloba boa parte do consumo da residência.

Figura 32: Comparação do consumo de uma residência com a microgeração fotovoltaica (Consumo médio 200kWh/mês e geração de 1,25 kWp).



Analisando-se todos esses fatores conjuntamente, tem-se como resultado que a tarifa horária branca é pouco atrativa e a microgeração ainda não apresenta um resultado atrativo. Na Fig. 33 é apresentado o resultado para uma residência em que consome aproximadamente 1000 kWh/mês e possui um microgerador fotovoltaico de 6,75 kWp, sendo este resultado uma aplicação adequada do sistema de compensação de energia. Sempre haverá o custo mensal na fatura de energia elétrica, mesmo que seja somente o referente ao consumo mínimo (Fig. 33 - 1 - Consumo cobrado) e não compensa gerar mais que o consumido durante todo o ano (Fig. 33 - 3 - Excesso geração).

Figura 33: Valores totais de energia elétrica consumida e gerada (1000 kWh/mês, 6,75 kWp de geração PV)



4.5 ALGUMAS CONSIDERAÇÕES SOBRE O NET METERING

Em uma avaliação preliminar o Brasil ainda não possui uma situação favorável para o uso de Micro e Minigeração Distribuída, mesmo com o processo de acesso simplificado e o Sistema de

Compensação de Energia Elétrica (*Net Metering*), porém será necessário um estudo de viabilidade considerando fatores como correção monetária e possíveis variação nos valores envolvidos para uma conclusão mais precisa. A análise econômica da instalação e operação, com o respectivo retorno do investimento, avaliando um ano, ainda não atingiu uma situação completamente favorável. Contribuem para esta situação o custo ainda elevado das tecnologias existentes, a falta de maturação da legislação, a falta de cultura de cooperação entre concessionária/consumidor, e o completo entendimento do negócio de “produzir/comprar” energia por parte dos chamados *prosumers* (produtor – consumidor).

Ao analisar algumas dificuldades para implantação deste sistema, observa-se que existe a falta de tecnologia no país para atender a demanda, ou seja, a fabricação não ocorre no país, além da falta de conhecimento dos acessantes sobre este processo. Ainda é perceptível a falta de interesse das distribuidoras neste procedimento, pois não há remuneração adicional para esta atividade, e sim, obrigações legais que resultam em redução de captação financeira e custos adicionais com horas de engenharia. Em resumo, há uma imposição para a distribuidora aceitar o acesso de micro e minigeradores e não uma migração natural para um sistema mais barato e eficiente.

Também se tem que incentivar o alcance das informações aos acessantes, no sentido de esclarecer como poder-se-ia utilizar novas tecnologias e quais as vantagens no uso delas. Infelizmente, os acessantes estão sujeitos às informações incompletas e normalmente direcionadas à venda de equipamentos que não correspondem à melhor opção. Este problema não é somente do consumidor e sim de todo o sistema, pois dependendo do índice de insatisfação, todo o processo acaba fracassando e cria-se resistência a novas mudanças.

Para uma expansão da micro e minigeração distribuída, dever-se-á trabalhar melhor a indústria de equipamentos que são utilizados na geração de energia elétrica de pequena potência. O trabalho necessário é para a produção de equipamentos com menor custo e, principalmente, que sejam de fácil instalação, operação e manutenção, pois o usuário final terá que ter um mínimo de segurança na operação do equipamento, evitando uma dependência grande de um técnico para qualquer eventualidade. Outro cuidado é a de que o equipamento esteja preparado para conexões com Redes Inteligentes de Energia Elétrica, considerando que sua vida útil é longa.

No próximo capítulo serão abordados os impactos gerados pela

inserção de microgeração e minigeração no SEB, e analisados alguns aspectos técnicos que são adotados por algumas distribuidoras no que tange ao acesso de GD ao sistema de distribuição, conclusão deste trabalho e indicações para a realização de trabalhos futuros, que possam mitigar problemas recorrentes de alterações significativas no SEB e contribuir, dessa forma, para uma adequada regulamentação e inserção das microrredes num cenário futuro de expansão do sistema elétrico brasileiro.

5 CONCLUSÃO

No Brasil o estudo da inserção e do impacto das micro e minigerações no atual sistema elétrico ainda é muito incipiente, sendo avaliado por algumas distribuidoras que são motivadas pelos benefícios que podem ser decorrentes de suas funções, tais como: melhor eficiência, diferimento dos investimentos em infraestrutura; redução das emissões de GHG – *Greenhouse Gas* e não-GHG; serviços ancilares (*black start*, reservas e regulação), melhoria da qualidade de energia e confiabilidade. Nesse sentido, as microrredes vêm num primeiro momento contribuir para a expansão de mini e microgeração no SEB. Para efeito da regulação brasileira foi definido segundo regulamentação da ANEEL (2012f):

Microgeração é caracterizada como a geração de energia elétrica onde a fonte primária é a base de energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, não despachadas pelo ONS, com a potência elétrica menor que 1 MW.

Existe ainda uma subdivisão da microgeração de acordo com sua potência elétrica, sendo denominada microgeração quando a potência for menor ou igual a 100 kW e minigeração com potência maior que 100 kW e menor ou igual a 1 MW (ANEEL, 2012b).

No próximo tópico serão abordadas as influências das políticas de incentivos na modernização do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB).

5.1 POLÍTICAS DE INCENTIVO

Sabe-se que na atual fase da tecnologia e do desenvolvimento do mercado de energia elétrica, é necessário o apoio por meio de instrumentos de política que venham a dar suporte a algumas Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia (principalmente em relação à microgeração), e que algumas que receberam incentivos passados, hoje, mesmo sem esses, são competitivas devido ao avanço tecnológico.

No Brasil foi escolhido o *Net Metering*, com algumas alterações, como instrumento de incentivo. Esse consiste na medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de microgeração, por meio de medidores bidirecionais. Se a geração for maior que o consumo no

período considerado, o consumidor receberá um crédito em energia (isto é, em kWh e não em unidades monetárias) na próxima fatura proporcional ao horário. Caso contrário, o consumidor pagará apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada proporcional ao horário, mantido o custo de disponibilidade. Os créditos terão prazo de validade de 36 meses.

Os montantes de energia elétrica gerada, mas não consumida, podem ser descontados de outras contas de energia elétrica do mesmo titular, se pertencente à mesma distribuidora. Se o mesmo não é realizado, este contribui para o novo cálculo da revisão tarifária da concessionária em que é descontado, contribuindo desse modo à modicidade tarifária.

5.1.1 Operacional

Para inserção das Fontes Renováveis de Energia (FRE) no sistema elétrico dos países adeptos aos novos mecanismos e políticas de incentivo às FRE, foram desenvolvidos padrões para a interconexão da GD com a rede elétrica. Um desses padrões é a referência nos Estados Unidos, o chamado IEEE 1547 (*Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System*). Outra padronização criada foi o IEEE 2030 (*Guide for Electric-Sourced Transportation Infrastructure*), o qual apresenta um guia para a interação de operação entre a tecnologia de sistemas de energia e a tecnologia da informação.

No Brasil a operacionalização da implantação de FRE está regulamentada pelo PRODIST e pela Resolução nº 482/2012, bem como pelos padrões de conexão de microgeração e minigeração das distribuidoras, customizadas à realidade de sua área de concessão e padronização de conexão, atendendo os requisitos estabelecidos pela Resolução nº 482/2012. Cabe ressaltar que no Brasil não existe uma referência de procedimentos normalizados tratando do problema integrado, isto é, tratando de interação que deverá existir entre Redes de Energia Inteligentes – REI (*smart grid*) e microrredes (*microgrid*) a semelhança das orientações do IEEE 2030 e IEEE 1547.

5.1.2 Comercial (NET Metering)

Pode-se observar que a potência injetada no sistema deverá ser adequada para cada situação, pois se a energia injetada for acima da compensada em até 36 meses não haverá ressarcimento deste excesso.

Como o custo da instalação está associado com a potência instalada na central geradora, não convém gerar mais do que será compensada. O correto é associar a potência instalada com o consumo mínimo (custo de disponibilidade) da distribuidora, ou seja, não é viável economicamente que a central geradora gere energia além do consumo mínimo. Ainda existe variação no valor do ICMS, pois cada Estado possui sua política de impostos que interfere no custo da energia que é compensada.

5.1.3 Políticas de Incentivo para a Inserção de GD/Microrredes

Os instrumentos de política podem ser classificados de acordo com diferentes critérios, por exemplo, se eles interferem na demanda ou na produção ou se subsidiam aumento na capacidade ou na geração. Os principais instrumentos de incentivo utilizados para promoção de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis dentre outros: Sistema de Leilão - “*Tender System*”; Sistema de Quotas - “*Quota Obligation Systems*” (com certificados verdes) e Tarifa Prêmio “*Feed-in Tariffs*” e o instrumento de compensação de energia “*net metering*”. Esses instrumentos normalmente coexistem com outros instrumentos tais como incentivos fiscais e apoio à pesquisa e desenvolvimento (P&D).

5.2 PRINCIPAIS VANTAGENS E DESVANTAGENS DA INSERÇÃO DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA/ MICRORREDES NO SEB

Quando é analisado a inserção de micro e minigeração distribuída no SIN, tem-se tanto vantagens como desvantagens, que deverão ser analisadas para que a implantação tenha sucesso. Para que seja possível uma análise mais adequada deve-se listar os possíveis benefícios e problemas, conforme segue.

5.2.1 Benefícios para o Sistema Elétrico com a Inserção de Microrredes:

O benefício é identificado como uma melhoria para a rede e o consumidor, sendo alguns fatos relevantes que ocorrem com a inserção de micro e minigeração distribuída, listados a seguir:

- ▶ a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão;

- ▶ o baixo impacto ambiental;
- ▶ o menor tempo de implantação;
- ▶ a redução no carregamento das redes;
- ▶ a redução de perdas;
- ▶ possibilita a melhoria do perfil de tensão da rede;
- ▶ o provimento de serviços ancilares, como a geração de energia reativa;
- ▶ o aumento da confiabilidade do atendimento, pois pode permitir a operação ilhada das cargas em caso de falhas nos sistemas de distribuição, e desta forma, diminuindo as penalidades por violação de indicadores de continuidade; e
- ▶ diversificação da matriz energética.

5.2.2 Desvantagens para o Sistema Elétrico com a Inserção de Microrredes:

Assim como os benefícios tem-se os problemas, que podem ser observados a seguir:

- ▶ aumento da complexidade de operação da rede de distribuição, que passará a ter fluxo bidirecional de energia, inclusive em baixa tensão;
- ▶ necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes;
- ▶ aumento da dificuldade para controlar o nível de tensão da rede no período de carga leve;
- ▶ alteração dos níveis de curto-circuito das redes;
- ▶ aumento da distorção harmônica na rede;
- ▶ intermitência da geração, devido à dificuldade de previsão de disponibilidade do combustível (radiação solar, vento, água, biogás);
- ▶ alto custo de implantação de algumas UGs; e
- ▶ tempo de retorno elevado para o investimento.

Verificando as desvantagens listadas, percebe-se que não há impedimento para a implementação, bastando incentivos e aprimoramento de ativos da rede. As vantagens são mais relevantes do que as desvantagens e, em vários países desenvolvidos, está sendo migrado para as redes inteligentes que utilizam de GD para ampliar e

aumentar a qualidade da energia.

5.3 MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO - PERSPECTIVAS

No Brasil para se chegar na situação em que a micro e minigeração sejam significativas e inseridas na realidade do dia a dia da operação do sistema elétrico, ainda se tem um longo caminho a percorrer. Como grande parte dos consumidores com potencial para instalar micro ou minigeração são cativos, isso depende diretamente da atuação das distribuidoras.

As distribuidoras estão iniciando suas atividades com micro e minigeração, estando ainda em fase de adaptação da Resolução nº 502/2012, que prevê a possibilidade de instalação de medição eletrônica em consumidores do Grupo B. Esses problemas resultam em morosidade para análise de processos referentes à micro e minigeração, falta de entendimento, adaptações de normas técnicas e outros entraves.

É claro que estes momentos são necessários e, com certeza, serão vencidos e todos se adaptarão à nova situação. Todo o processo será assimilado e, em algum tempo futuro existirão adaptações que farão outras melhorias.

Atualmente, pelo estudo realizado, a implantação de Microgeração em consumidores, cujo consumo seja menor ou igual a 1000 kWh/mês em média não apresentou um resultado positivo para a análise de um ano, deverá ser feito uma análise de viabilidade para um resultado mais preciso. Pois tem-se um alto investimento inicial, que pode exigir mais de 10 anos para amortização. Isto é referente ao sistema de compensação de energia (*Net Metering*) que poderia permitir uma implantação da Geração Distribuída de forma mais intensa.

Um fator que deverá ser revisto para implantação de microgeração é a cobrança de consumo mínimo por parte das distribuidoras (custo de disponibilidade), fazendo com que não seja vantajoso instalar geração que permita zerar o consumo de energia em um mês ou somente injetar em meses com maior incidência solar. Uma solução para este problema seria a adoção de tarifa de serviço e não consumo mínimo.

Outro ponto importante é o custo dos equipamentos, que acabam sendo de maior valor em relação à potência gerada para pequenas centrais, assim pequenos consumidores não são incentivados a implementar estes sistemas. Para uma possível solução, teria que observar a possibilidade de residências que possuam extremas em

comum, pudessem construir centrais geradores comuns, reduzindo o custo dos elementos como os inversores de potência.

Quando se analisa o uso da Tarifa Horária Branca, percebe-se que não há atratividade para a situação em que se desenvolveu o estudo de caso (distribuidora local), já em relação à proposta inicial da ANEEL teria um incentivo melhor, mas vale ressaltar que só é interessante a partir de consumos mensais médios próximos a 1000 kWh/mês. Porém, será que estes consumidores estariam sujeitos a alterar seus hábitos de consumo em prol da economia na fatura de energia elétrica? Como, por exemplo, tomar banho em outro momento, ou desligar o ar-condicionado? Para um estudo adequado seria necessária uma pesquisa abordando os consumidores e definindo até que ponto isto seria viável.

Analisando a aplicação conjunta da microgeração e da Tarifa Horária Branca, sem considerar a possibilidade de armazenar a energia e utilizando a fonte solar, teria pouca atratividade, pois a geração maior é justamente no momento em que a energia vale menos e, como o sistema já é ruim para a tarifa convencional, ficará menos atrativo para a Tarifa Horária Branca. Outra análise possível seria considerando acumuladores, porém isso foge ao escopo deste trabalho.

5.4 ANÁLISE GERAL

Neste trabalho foi apresentado, analisado e comentado a regulação vigente no SEB pertinente à conexão de Micro e Minigeração no Brasil, o que, por sua vez, pode ser estendida e adaptada para a inserção das Microrredes no âmbito dos sistemas de distribuição do Brasil. Para se chegar a essa consideração foi realizado um estudo e a análise dos principais marcos regulatórios vigentes que estabelecem as condições e requisitos exigidos para a conexão de mini e microgeração distribuída no âmbito do Sistema Elétrico Brasileiro, destacando-se a conexão às redes pertencentes às distribuidoras. É importante ressaltar que atualmente no Brasil existem diretrizes especificadas pelo órgão regulador (ANEEL) para viabilizar a integração de mini e microgerações de energia elétrica aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Estas foram apresentadas e descritas, incluindo os requisitos de Conexão, de Proteção, de Medição e de Qualidade.

Do estudo realizado verificou-se que existe uma série de barreiras para a expansão da Mini e Microgeração Distribuída na matriz energética brasileira, onde os requerimentos atuais estabelecidos para a

interconexão de mini e microgeração diferem de concessionária para concessionária e de Estado para Estado, além de problemas técnicos provenientes de conexão com as redes existentes, mais ligados aos aspectos operacionais, que no caso dessas fontes referem-se também à característica de intermitência na geração de energia elétrica. Existe um outro elemento que pode encarecer a implantação, pois consumidores interessados em usar esse tipo de geração poderão ter custos adicionais como o estudos de engenharia para a realização de projetos que incluam análise técnico-econômica.

Quanto aos instrumentos legais e regulatórios pertinentes à inserção de microrredes no sistema elétrico brasileiro, observa-se que existe a necessidade de regulamentação em relação a limites, obrigatoriedades, responsabilidades, entre outros, mas que pode ter como referência este estudo. A partir das análises obtidas neste trabalho, pode-se partir para uma discussão mais específica e contribuir com a proposição de pautas para encaminhamento de regulação voltadas para a normatização das microrredes no contexto do SEB, buscando-se na legislação estabelecida para a mini e microgeração subsídios para sua implantação, quer seja pela expansão e/ou ampliação/adaptação do arcabouço regulatório vigente ou por nova legislação. Isso pode ser realizado por meio das associações de classe - tais como Apine, Abradee, entre outras - e os demais agentes interessados neste tema.

Pela análise das questões apresentadas e discutidas neste trabalho, e tendo em vista os benefícios e impactos que a entrada de micro e minigeração podem causar no sistema elétrico brasileiro, verifica-se que uma série de desafios movimentará o setor de distribuição de energia elétrica no Brasil nos próximos anos. A introdução de novas tecnologias de microgeração e a queda nos preços apontam para uma popularização desse tipo de geração na rede de distribuição.

A Geração Distribuída apesar das suas inúmeras vantagens, também apresenta alguns impactos negativos nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Os impactos por parte de um acréscimo de carga na rede, caso os sistemas de GD não estejam adequados com os requisitos técnicos estabelecidos em normas, podem comprometer o sistema como um todo. Desta forma, as unidades geradoras devem atender a um conjunto de normas, definidas pela concessionária local de maneira a evitar que um conexão inadequado provoque eventos indesejáveis na rede da concessionária.

5.5 TRABALHOS FUTUROS

Apesar de o Brasil ter realizado a regulamentação da micro e minigeração de energia elétrica recentemente, esta não apresenta um atraso significativo se comparado a outros países. Diversos países que iniciaram estudos em microrredes e microgeração e já possuem legislação apresentam casos de sucessos e insucessos.

A integração de microrredes/microgeração com as redes de energia elétrica convencionais deve se tornar eficaz e estar em conformidade com a regulação vigente. As leis são fundamentais para o desenvolvimento de padrões apropriados para certa atividade, como no caso da inserção de GD nas redes de distribuição de energia elétrica ou, considerando a REN nº 493/2012 (ANEEL, 2012c), que permite sistemas isolados, assim já há um início para regulamentar sistema ilhados. Para que isso ocorra adequadamente faz-se necessário a realizações de estudos que reduzam os seguintes questionamentos: Quais são as principais limitações técnicas da rede da distribuidora para a conexão de geradores em média e baixa tensões? Quais são os riscos existentes? Há risco para os equipamentos e para as pessoas? Para a análise dos impactos pode-se basear no padrão IEEE 1547.7, *Guide to Conducting Distribution Impact studies for Distributed Resource Interconnection*, podendo assim comparar com outros já implementados.

Além disso, os padrões de redes de distribuição e a forma como é realizada a conexão da rede de baixa tensão com a rede de média tensão deverão ser revistos.

Esses questionamentos das distribuidoras fundamentam-se no argumento de que as linhas de baixa e média tensão não foram dimensionadas para o fluxo bidirecional de energia, e listam diversos pontos que podem afetar a qualidade da energia distribuída aos demais consumidores, assim como a grande preocupação com relação à segurança de seus funcionários. Dentre os aspectos ressaltados, destacam-se a perda de sensibilidade da proteção, risco de choque elétrico em caso de energização da linha enquanto houver manutenção na linha e outros conforme já descritos no item 5.2.2.

Esses estudos visam analisar as formas de conexão, proteção, qualidade e segurança para se possam definir critérios claros que satisfaçam os requisitos de qualidade de energia e segurança exigidos pelos regulamentos da ANEEL, pelas normas do Ministério do Trabalho e pelas normas técnicas das distribuidoras, sem também inviabilizar economicamente os pequenos produtores de energia e as microrredes.

REFERÊNCIAS

ABINEE. Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. Brasil: Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da Abinee, 2012. 176 p. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>. Acesso em: 20 jan. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **REN nº 281**: Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Brasília, 1999. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res1999281.pdf>>. Acesso em: 25 nov. 2013.

_____. **GUIA DO EMPREENDEDOR DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS**. Brasília, 2003a. 703 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/Guia_empresendedor.pdf>. Acesso em: 10 fev. 2014.

_____. **RES nº 652**: Estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH). Brasília, 2003b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003652.pdf>>. Acesso em: 14 jun. 2014.

_____. **REN nº 068**: Estabelece os procedimentos para a implementação de reforços nas demais instalações de transmissão, não integrantes da rede básica, e para a expansão das instalações de transmissão de âmbito próprio, de interesse sistêmico, das concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica; Revoga a Resolução 489 de 29/08/2002. Brasília, 2004a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004068.pdf>>. Acesso em: 12 dez. 2013.

_____. **REN nº 077**: Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidroelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência

injetada nos sistemas de transmissão e distribuição seja menor ou igual a 30000 kW. Brasília, 2004b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>>. Acesso em: 12 nov. 2013.

_____. **REN nº 235:** Estabelece os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogeradoras de energia e dá outras providências. Brasília, 2006a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2006235.pdf>>. Acesso em: 25 nov. 2013.

_____. **REN nº 247:** Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e dá outras providências. Brasília, 2006b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2006247.pdf>>. Acesso em: 28 nov. 2013.

_____. **REN nº 390:** Estabelece os requisitos à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas termelétricas e de outras fontes alternativas de energia, e registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida, e revoga a Resolução nº 112 de 18/05/1999. Brasília, 2009a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009390.pdf>>. Acesso em: 28 nov. 2013.

_____. **REN nº 391:** Estabelece os requisitos à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas eólicas, e registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida. Brasília, 2009b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009391.pdf>>. Acesso em: 25 nov. 2013.

_____. **REN nº 414:** Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília, 2010a. Disponível em: <Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada>. Acesso em: 7 fev. 2014.

_____. **NOTA TÉCNICA nº 0043/2010 - SRD/ANEEL:** Proposta de abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis, conectada em tensão de distribuição. Brasília, 2010b.

_____. **NOTA TÉCNICA nº 0025/2011-SRD-SRC-SRG-SCG-SEM-SRE-SPE/ANEEL:** Proposta de abertura de Audiência Pública para o recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes incentivadas, conectada em tensão de distribuição e também alteração do desconto na TUSD e TUST para usinas com fonte solar. Brasília, 2011.

_____. **REN nº 481:** Altera a Resolução Normativa ANEEL 077 de 18/08/2004, que passa a ser acrescida do artigo 3º-A. Brasília, 2012a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012481.pdf>>. Acesso em: 25 nov. 2013.

_____. **REN nº 482:** Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, 2012b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 25 nov. 2013.

_____. **REN nº 493:** Estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por meio de Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica – MIGDI ou Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente – SIGFI. Brasília, 2012c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2012493mme.pdf>>. Acesso em: 12 dez. 2013.

_____. **PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST:** MÓDULO 3 – ACESSO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO: Aprovado pela Resolução Normativa da ANEEL, nº 517/2012, Publicada em 14/12/2012. Brasília, 2012d. Disponível em: <Aprovado pela Resolução Normativa da ANEEL, nº 517/2012, Publicada em

14/12/2012>. Acesso em: 21 jun. 2014.

_____. **PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST: Módulo 1 – Introdução.** Brasília, 2012e. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo1_Revisao_6.pdf>. Acesso em: 21 nov. 2013.

_____. **PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica.** Brasília, 2012f. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 11 dez. 2013.

_____. **REN nº 570:** Estabelece os requisitos e procedimentos atinentes à comercialização varejista de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN; bem como altera a redação dos artigos 11, 17, e 18 do Anexo da Resolução Normativa ANEEL 109 de 26/10/2004. Brasília, 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2013570.pdf>>. Acesso em: 20 fev. 2014.

_____. **CADERNOS TEMÁTICOS ANEEL: Micro e Minigeração Distribuída . Sistema de Compensação de Energia Elétrica.** Brasília, 2014.

BERGER, Pablo. Formas de contratação de fornecimento de energia elétrica. **Revista O Setor Elétrico**, São Paulo, v. 59, p.76-77, dez. 2010. Mensal. Disponível em: <<http://www.osetoreletrico.com.br/web/a-revista/edicoes/520-formas-de-contratacao-de-fornecimento-de-energia-eletrica.html>>. Acesso em: 20 dez. 2013.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Lex.** Brasília, DF: D.O.U. - Ed. Extra, 08 jul. 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9074cons.htm>. Acesso em: 17 dez. 2013.

_____. Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996a. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. **Lex.** Brasília, DF: D.O.U., 11

set. 1996. Disponível em:
<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2003.htm>. Acesso em:
28 nov. 2013.

_____. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996b. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Lex**. Brasília, DF: D.O.U., 27 dez. 1996. Disponível em:
<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9427cons.htm>. Acesso em: 17 dez. 2013.

_____. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. **Lex**. Brasília, DF: D.O.U. de 29 de abr. de 2002 -Ed. Extra. Disponível em:
<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/2002/L10438.htm>. Acesso em: 17 dez. 2013.

_____. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004a. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e dá outras providências. **Lex**. Brasília, DF: D.O.U., 16 mar. 2004. Disponível em:
<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm>. Acesso em: 2 ago. 2013.

_____. Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004b. Regulamenta o inciso I e os §§ 1o, 2o, 3o, 4o e 5o do art. 3o da Lei no 10.438, de 26 de abril de 2002, no que dispõem sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, primeira etapa, e dá outras providências. **Lex**. Brasília, DF: D.O.U., 31 mar. 2004. Disponível em:
<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5025.htm>. Acesso em: 2 ago. 2013.

_____. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004c. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de

concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Lex**. Brasília, DF: D.O.U. - Ed. Extra, 30 jul. 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm>. Acesso em: 17 dez. 2013.

BRIGHENTI, Claudia Rodrigues Faria. **Integração do cogadorador de energia do setor sucroalcooleiro com o sistema elétrico**. 2003. 169 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia, EP/FEA/IEE/IF, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003. Disponível em: <<http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2003/Teses/DissertacaoClaudiaBrighenti.pdf>>. Acesso em: 17 fev. 2011.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO**: Contratação de Energia Reserva. Versão 2013.3.0 ed. Brasília, 2013. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/095/documento/19_-contratacao_de_energia_de_reserva_2013.3.0.pdf>. Acesso em: 11 dez. 2013.

COSTA, Claudia do Valle. **Políticas de Promoção de Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica: Lições da experiência Europeia para o caso brasileiro**. Rio de Janeiro: Coppe/ufRJ, D.sc., Planejamento Energético, 2006, 2006. 29 p.

ELETRONBRAS. **Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso, ano base 2005: Classe Residencial Relatório Sul**. Rio de Janeiro: ELETRONBRAS; PROCEL, 2007. 160 p. (Avaliação do Mercado de Eficiência Energética no Brasil).

ERDC, "DECRETO-LEI N.º 68/2002 DE 25 DE MARÇO - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos de Portugal," 2002.

EUROPEAN COMMISSION. White Paper. **An Energy Policy for the European Union**. Brussels: Com(95) 682 Final, 1995. 46 p. Disponível em: <http://europa.eu/documentation/official-docs/white-papers/pdf/energy_white_paper_com_95_682.pdf>. Acesso em: 1 nov. 2013.

_____. Green Paper. **ENERGY FOR THE FUTURE:**

RENEWABLE SOURCES OF ENERGY. Bruxelas: Com(96)576 Final, 1996. 66 p. Disponível em: <<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:51996DC0576&from=EN>>. Acesso em: 2 nov. 2013.

_____. White Paper For A Community Strategy And Action Plan. **ENERGY FOR THE FUTURE: RENEWABLE SOURCES OF ENERGY.** Comunidade Européia: Com(97)599 Final, 1997. 55 p. Disponível em: <http://europa.eu/documents/comm/white_papers/pdf/com97_599_en.pdf>. Acesso em: 10 nov. 2013.

_____. **Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids.** Comunidade Européia: Rtd, 2009. Disponível em: <<http://www.smartgrids.eu/documents/projects/ESR.pdf>>. Acesso em: 2 dez. 2013.

_____. **European Research Project MicroGrids.** Disponível em: <<http://www.microgrids.eu/micro2000/index.php>>. Acesso em: 12 fev. 2014.

FACURI, Micheline Ferreira. **A implantação de usinas hidrelétricas e o processo de licenciamento ambiental: A importância da articulação entre os setores elétrico e de meio ambiente no Brasil.** 2004. 88 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Instituto de Recursos Naturais, Pós Graduação em Engenharia da Energia, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2004.

JONES, Anthony; IRWIN, Marty; IZADIAN, Afshin. **Incentives for microgeneration development in the U.S. and Europe.** In: IECON 2010 - 36TH ANNUAL CONFERENCE ON IEEE INDUSTRIAL ELECTRONICS SOCIETY, 2010, Az, Usa: Ieeexplore, 2010. p. 3018 – 3021.

LASSETER, Robert et al. Integration of Distributed Energy Resources. Berkeley, CA: California Energy Commission, 2002. 32 p. (LBNL-50829). Disponível em: <<http://certs.lbl.gov/pdf/50829.pdf>>. Acesso em: 3 dez. 2013.

LORA, Electo Eduardo; HADDAD, Jamil. **Geração distribuída:**

aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais. Rio de Janeiro: Interciência, 2003. 240 p.

MEID, "DECRETO-LEI n.º 363/2007 - Ministério da Economia e da Inovação de Portugal," 2007.

_____, "DECRETO-LEI n.º 118-A/2010 - Ministério da Economia e da Inovação de Portugal," 2010.

_____, "DECRETO-LEI n.º 34/2011 - Ministério da Economia e da Inovação de Portugal," 2011.

MELO, Elbia et al. **The Brazilian electricity model: An overview of the current structure and market design.** In: 8TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON THE EUROPEAN, 2011, Zagreb. Energy Market (EEM). Ieee, 2011. p. 592 – 597.

MONTALVÃO, Edmundo. **Impacto de Tributos, Encargos e Subsídios Setoriais sobre as contas de luz dos consumidores.** Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, 2009. 146 p. (ISSN 1983-0645). Disponível em: <<http://www12.senado.gov.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td-62-impacto-de-tributos-encargos-e-subsidios-setoriais-sobre-as-contas-de-luz-dos-consumidores>>. Acesso em: 5 maio 2014.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **PROCEDIMENTOS DE REDE (PR).** Brasília, 2010. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>>. Acesso em: 20 nov. 2013.

PEREIRA, Enio Bueno et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** São José dos Campos: INPE, 2006. 64 p. (ISBN 978-85-17-00030-0).

PETERS., Roger; WEIS, Tim. **Feeding the Grid Renewably – Using feed-in tariffs to capitalize on renewable energy.** Calgary: Pem Bina Institute, 2008. 23 p. Disponível em: <https://www.pembina.org/reports/FITariffs_Primer.pdf>. Acesso em: 11 dez. 2013.

PIPATTANASOMPORN, Manisa et al. **Load Profiles of Selected Major Household Appliances and Their Demand Response Opportunities**. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 5, N^o 2, Março 2014.

REIS, Lineu Belico dos. **Geração de Energia Elétrica: Tecnologia, Inserção Ambiental, Planejamento, Operação e Análise de Viabilidade**. 3. ed. São Paulo: Manole, 2003. 324 p.

RESE, Leonardo. **Modelagem, análise de estabilidade e controle de microrredes de energia elétrica**. 2012. 256 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012.

SEVERINO, Mauro Moura; OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de. Geração distribuída: um antigo conceito atual. In: ABREU, Yolanda Vieira de; OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de; GUERRA, Sinclair Mallet - Guy. **Energia Sociedade e Meio Ambiente**. Palmas/TO: Eumed.net, 2010. p. 149-171. (ISBN-13: 978-84-693-3774-5). Disponível em: <<http://www.eumed.net/libros/2010c/723/index.htm>>. Acesso em: 10 dez. 2013.

STEPHEN, Bruce; GALLOWAY, Stuart; BURT, Graeme. **Self-Learning Load Characteristic Models for Smart Appliances**. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 5, N^o 5, Setembro 2014.

VAN DIJK, Annemarije et al. **Renewable Energy Policies and Market Developments**. Europa: Ecn - Netherlands Energy Research Foundation, 2003. (ECN-C—03-029). Disponível em: <<http://www.ecn.nl/docs/library/report/2003/c03029.pdf>>. Acesso em: 10 dez. 2013.

VERONESE, Hermano Dumont. **Um modelo de otimização estocástica baseado em Progressive Hedging para definição de estratégia de contratação de energia no ambiente regulado**. 2013. 160 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

WU, Zhi et al. **Real-Time Scheduling of Residential Appliances via Conditional Risk-at-Value**. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 5, N° 3, Maio 2014.